



International kernekraftstatus 1998

Højerup, C.F.; Ølgaard, Povl Lebeck

Publication date:
1999

Document Version
Publisher's PDF, also known as Version of record

[Link back to DTU Orbit](#)

Citation (APA):
Højerup, C. F., & Ølgaard, P. L. (1999). *International kernekraftstatus 1998*. Risø National Laboratory. Denmark. Forskningscenter Risøe. Risøe-R No. 1088(DA)

General rights

Copyright and moral rights for the publications made accessible in the public portal are retained by the authors and/or other copyright owners and it is a condition of accessing publications that users recognise and abide by the legal requirements associated with these rights.

- Users may download and print one copy of any publication from the public portal for the purpose of private study or research.
- You may not further distribute the material or use it for any profit-making activity or commercial gain
- You may freely distribute the URL identifying the publication in the public portal

If you believe that this document breaches copyright please contact us providing details, and we will remove access to the work immediately and investigate your claim.

International kernekraftstatus 1998

Redigeret af C.F. Højerup og P.L. Ølgaard

Resumé Rapporten er den femte i en serie af årlige rapporter om den internationale udvikling inden for kernekraften med særlig vægt på sikkerhedsmæssige forhold. Den omtaler udviklingen i 1998 og dækker følgende emner:

- Generelle tendenser inden for kernekraftudviklingen
- Gennemgang af kernekraftværkers økonomi
- Statistiske oplysninger om kernekraftens elproduktion (i 1997)
- Større, sikkerhedsrelevante hændelser i 1998
- De svenske kernekraftværker og udviklingen i Sverige
- Udviklingen inden for reaktorsikkerhed i Østeuropa
- Kernekraftudviklingen i forskellige lande
- Udviklingstendenser for forskellige reaktortyper
- Udviklingstendenser inden for brændselskredsløbet.

Forsidebilledet viser det slovakiske kernekraftværk Mochovce, hvis første enhed blev sat i drift i 1998. Værket vil, når det er færdigbygget, omfatte 4 VVER 440/213-enheder af russisk design, men enhedernes instrumentering bliver leveret af vestlige firmaer (Foto: Lotte Jørgensen)

ISBN 87-550-2480-7
ISBN 87-550-2481-5 (Internet)
ISSN 0106-2840
ISSN 1395-5101

Afdelingen for Informationsservice, Risø, 1999

Indhold



Figurer 4

Forord 5

1 Tendenser i kernekraftudviklingen 7

2 Årets tema-artikel: Kernekraft-økonomi 9

- 2.1 Indledning 9
- 2.2 kWh-prisens sammensætning 9
- 2.3 Den investerede kapital 10
- 2.4 Den årlige kapitaludgift 11
- 2.5 Årlig el-produktion – kapacitetsfaktor 11
- 2.6 Nedlægningsudgifter 12
- 2.7 Brændselsudgifter 12
- 2.8 Drifts- og vedligeholdelsesudgifter 13
- 2.9 Forholdet mellem kWh-produktionsprisen for kernekraft-, kul- og gasfyrede værker 13
- 2.10 Forholdene i USA 13
- 2.11 Den fremtidige udvikling 14

3 Kernekraftens el-produktion 15

4 Gennemgang af større, sikkerhedsrelevante hændelser i 1998 20

5 Barsebäck-anlægget og andre svenske kernekraftværker 23

- 5.1 Barsebäck-værket 24
- 5.2 Forsmark-værket 25
- 5.3 Oskarshamn-værket 26
- 5.4 Ringhals-værket 27
- 5.5 Svensk kernekraft og fremtiden 29

6 Udviklingen i Østeuropa med hensyn til reaktorsikkerhed 30

- 6.1 Tjernobyl-reaktoren 30
- 6.2 Andre RBMK-reaktorer 30
- 6.3 VVER-reaktorer 31
- 6.4 Skibsreaktorer 33
- 6.5 Atomberedskabet og det danske øststøtteprogram 34

7 Udviklingstendenser i andre lande 38

- 7.1 Frankrig, Storbritannien, Tyskland 38
- 7.2 Øvrige vesteuropæiske lande 44
- 7.3 Centraleuropæiske lande 45
- 7.4 SNG-lande 49
- 7.5 Nord- og Sydamerika 54
- 7.6 Afrika, Asien og Australien 58

8 Udviklingstendenser inden for forskellige reaktortyper 62

- 8.1 Trykvandsreaktorer (PWR) 62

- 8.2 Kogendevandsreaktorer (BWR) 64
- 8.3 Tungtvandsreaktorer 67
- 8.4 Gaskølede reaktorer 68
- 8.5 Hurtigreaktorer 68

9 Udviklingstendenser inden for brændelskredsløbet 71

- 9.1 Uranproduktion og –pris 71
- 9.2 Uranberigning 71
- 9.3 Oparbejdning eller direkte deponering af brugt brændsel 73
- 9.4 Nedlægning af nukleare anlæg 74
- 9.5 Deponering af lav-, mellem- og højaktivt affald 75

APPENDIKS A: INES, den internationale skala for uheld på nukleare anlæg 77

APPENDIKS B: Anvendte forkortelser 79

Figurer

Figur 2.1. Typisk fordeling af kWh kWh-prisen for et kernekraftværk og et gasfyret kraftværk på kapital-, brændsels-, og drifts- og vedligeholdelsesudgift 10

Figur 3.1. Udviklingen i den samlede installerede el-effekt inden for forskellige geografiske regioner. 16

Figur 3.2. Kernekraftens andel (i %) i forskellige, mindre vesteuropæiske landes el-forbrug. 18

Figur 3.3. Kernekraftens andel (i %) i en række større industrilandes el-forbrug. 18

Figur 3.4. Kernekraftens andel (i %) i en række central- og østeuropæiske landes el-forbrug. 19

Figur 5.1. Kernekraftværker i Sverige - Finland. 24

Figur 5.2. Middeleffekter for de 4 Ringhalsenheder i perioden 1/1-31/8-98 28

Figur 6.1. Kraftreaktorer i drift i nærheden af Østersøen. 35

Figur 6.2. Spredningsveje for den første forurening fra Tjernobylulykken. Tiderne er angivet i GMT 36

Figur 6.3. Kort over placeringen af automatiske varslings målestationer opstillet gennem det danske øststøtteprogram 37

Figur 6.4. Den radioaktive kilde er fundet og føres bort 37

Figur 7.1. Kernekraftværker i Frankrig. 39

Figur 7.2. Kernekraftværker i Storbritannien. 41

Figur 7.3. Kernekraftværker i Tyskland. 42

Figur 8.1. Grundplan af EPR. 63

Figur 8.2. Indeslutningen i BWR 90+ designet. 65

Figur 8.3. Tværsnit af reaktorbygningen for SWR 1000 designet. 66

Forord

Denne rapport er den femte i en serie, der har til formål at informere om den globale udvikling på kernekraftområdet med særlig henblik på sikkerhedsmæssige forhold. Formålet med rapporten er at informere myndigheder, medier og offentlighed om kernekraftudviklingen.

Rapporten er udarbejdet af den nukleare videnberedskabsgruppe, som har til formål at bevare og udbygge nødvendig viden om reaktorer og deres sikkerhedsproblemer. Gruppen består af ca. 15 personer fra Forskningscenter Risø, Danmarks Tekniske Universitet (DTU) og Beredskabsstyrelsen (BRS). Gruppen følger udviklingen inden for kernekraften, den afholder to årlige seminarer med emner inden for det nukleare område, og den udsender hvert år denne statusrapport.

I lighed med de sidste års rapporter er der også i år bragt en tema-artikel. Den beskæftiger sig med kernekraftværkers økonomi, et emne om hvilket der ofte kommer modstridende påstande.

Følgende medlemmer af videnberedskabsgruppen har bidraget til rapporten med de afsnit, som er nævnt i parentes efter deres navn.

Per E. Becher	Risø	(8.4)
Knud Brodersen	Risø	(9.3, 9.4 og 9.5)
Peter B. Fynbo	Risø	(6.3, 7.3 og 7.4)
Frank Højerup	Risø	(7.1, 7.3 og 8.3)
Søren E. Jensen	Risø	(7.4 og 8.5)
Uffe Korsbech	DTU	(4 og App. A)
Benny Majborn	Risø	(7.2)
Kirsten H. Nielsen	Risø	(8.1 og 8.2)
Erik Nonbøl	Risø	(5, 6.1, 6.2, 7.3 og 7.4)
Jens S. Qvist	Risø	(9.1 og 9.2)
Knud L. Thomsen	Risø	(7.6)
Bjørn Thorlaksen	BRS	(6.5)
Povl L. Ølgaard	Risø	(1, 2, 3, 6.4, 7.3 og 7.5)

Såfremt nogen skulle ønske at få uddybet de i rapporten behandlede emner, er man meget velkommen til at kontakte forfatteren af det pågældende afsnit eller en af redaktørerne.

1 Tendenser i kernekraftudviklingen

Et af de forhold, som spiller en afgørende rolle for udnyttelsen af kerneenergien til el-produktion, er kernekraftens konkurrencedygtighed med andre former for el-produktion, f. eks. kul-, gas- og oliefyrede el-værker. Dette spørgsmål har ofte været genstand for debat, og som følge heraf handler årets tema-artikel om kernekraftværkers økonomi og de forhold, der påvirker denne.

I 1997 skete der en beskedent stigning i verdens samlede kernekraftkapacitet, fra 351 GWe til 352 GWe. Stigningen dækker over, at man i nogle lande tog nye værker i brug eller øgede effekten på eksisterende værker, mens andre lande lukkede værker ned, fordi de ikke længere var rentable, eller fordi man ville gennemføre en reorganisation.

I en række industrilande spiller kernekraften en vigtig rolle for el-produktionen. I 1997 dækkede kernekraften 78% af det franske el-forbrug, mens procenten for Belgien var 60%, for Sverige 46%, for Schweiz 41%, for Tyskland 32%, for Finland 30%, for Spanien 29% og for Storbritannien 20%. I Japan var kernekraftens dækningsprocent 35%, i Sydkorea 34%, i USA 20% og i Canada 14%. Også i Østeuropa spiller kernekraft en væsentlig rolle for elforsyningen. I Litauen er dækningsprocenten p.gr.a. det store Ignalina-værk helt oppe på 82%, i Bulgarien var den 45%, i Slovakiet 44%, i Ungarn og Slovenien 40%, i Tjekkiet 19% og i Rusland 14%.

Der var i 1998 9 hændelser på Verdens kernekraftværker, der blev vurderet til klasse 2 på IAEA's internationale skala for nukleare hændelser (INES). Herudover var der en klasse 2-hændelse på et kernekraftværk, der involverede brugen af en strålingskilde. Klasse 2-hændelser er begivenheder, der ikke har indebåret nogen egentlig risiko, men som har vist, at udstyr eller procedurer skal ændres, hvis det krævede sikkerhedsniveau skal opretholdes. Der indtraf ikke i 1998 hændelser, der var alvorligere end klasse 2. Et forhold, der gav anledning til en del medieinteresse, var overfladeforurening over det tilladelige af beholdere til transport af bestrålet brændsel. De forurenede beholdere gav ikke anledning til forurening af omgivelserne, og alle persondoser lå langt under det tilladelige.

I 1997 besluttede et flertal i den svenske rigsdag, at den ene Barsebäck-reaktor skulle lukkes i 1998 og den anden i 2001. I februar 1998 besluttede den svenske regering at fratage Barsebäck 1 driftstilladelsen. Sydkraft, som ejer Barsebäck-værket, ankede denne beslutning til Regeringsretten og anmeldte sagen til EU-kommissionen p.gr.a. brud på konkurrencereglerne. Regeringsretten har udskudt sin afgørelse til engang i begyndelsen af 1999 og har samtidig tilladt enhed 1 at køre videre. Samtidig har regeringen og Sydkraft forhandlet om økonomisk kompensation for en eventuel nedlukning.

I Frankrig er den nye rød-grønne regering gået ind for fortsat brug af kernekraft baseret på termiske reaktorer, men samtidig har regeringen besluttet at lukke den hurtige kraftreaktor Superphenix.

Også Tyskland har fået en ny, rød-grøn regering, som under valgkampen gik ind for afvikling af kernekraften, men der er uenighed mellem regeringspartierne om afviklingstempoet. Regeringen ønsker også at forbyde oparbejdning af det bestrålede brændsel uden kompensation til de franske og engelske oparbejdningsanlæg, noget disse ikke vil akceptere. Der skal i begyndelsen af 1999 indledes forhandlinger mellem regeringen og de tyske el-selskaber om afviklingen og om en eventuel erstatning, som regeringen ikke ønsker at give.

I Finland har man øget effekten af landets fire kernekraftværker. Derudover overvejes det at bygge et femte værk forudsat, at der kan opnås politisk enighed herom.

Litauen indgik i 1993 en aftale med den europæiske udviklingsbank, EBRD, om støtte til sikkerhedsforbedringer af Ignalina-værkets to RBMK-enheder, mod at Litauen ikke ville foretage udskiftning af brændselskanalerne efter 15-20 års drift, hvilket er nødvendigt for den videre drift. Den ældste Ignalina-enhed nærmer sig nu nedlukningstidspunktet, og det synes at have fået den litauiske regering til alligevel at overveje udskiftning af brændselskanalerne, med mindre Vesteuropa vil betale for den nødvendige renovering af Litauens fossiltfyrede kraftværker.

Slovakiet har trods østrigsk protest sat den første enhed ved Mochovce-værket i drift.

De russiske kraftværker, herunder også kernekraftværker, får stadig kun betaling for en del af den elektriske energi, de leverer. Det vanskeliggør betaling af personalet, gennemførelse af vedligeholdelsesarbejder, indkøb af brændsel og færdiggørelse af værker under bygning for ikke at tale om bygning af nye værker.

Ukraine indgik i 1995 et "memorandum of understanding" (MoU) med G7-landene om, at Ukraine vil lukke hele Tjernobyl-værket i år 2000 mod, at G7 vil støtte forbedringer af sarkofagen omkring den ulykkesramte enhed 4 samt yde Ukraine lån til færdiggørelse af to trykvandsreaktorværker. Arbejdet med forbedring af sarkofagen forventes snart indledt, selvom kun omkring halvdelen af det nødvendige beløb endnu er bragt til veje. Spørgsmålet om lån til færdiggørelse af de to kernekraftenheder er heller ikke afklaret. Dette har fået kredse i Ukraine til at true med, at Tjernobyl-værkets sidste igangværende enhed kun vil blive lukket, hvis G7-landene lever op til deres del af MoU'et.

Canada har haft store vanskeligheder med at få sine kernekraftværker til at køre tilfredsstillende p.gr.a. dårlig ledelse af det el-selskab, Ontario Hydro, som ejer de fleste af de canadiske kernekraftværker. Man er derfor gået til den drastiske forholdsregel at nedlukke 7 enheder for at koncentrere kræfterne om at få selskabets resterende enheder til at køre tilfredsstillende. Senere vil man tage stilling til, hvornår de nedlukkede enheder skal sættes i drift igen.

I USA er el-selskabernes situation præget af, at el-markedet vil blive liberaliseret i begyndelsen af 2003. Dette har medført en række tiltag, der retter sig mod at reducere omkostningerne. De amerikanske kernekraftværker har også haft problemer med, at det amerikanske energiministerium ikke som lovet begyndte at overtage brugte brændsel pr. 31. januar 1998.

Der foregår fortsat udviklingsarbejde med at forbedre kraftreaktor-konstruktioner. M.h.t. trykvandsreaktorer arbejdes der i Europa med EPR, i USA med AP 600 og i Sydkorea med KSNP. M.h.t. kogendevandsreaktorer arbejdes der i Europa med BWR 90+ og SWR. I Canada arbejdes der med tungtvands-reaktorerne CANDU-6 og CANDU-9. Interessen for højtemperatur-reaktorer er igen stigende. Således er der et samarbejde mellem Frankrig, Rusland og Japan omkring denne type. Også i Sydafrika og Kina arbejdes der med højtemperatur-reaktoren..

Der er fortsat rigelig kapacitet m.h.t. såvel uranudvinding som uranberigning, hvilket har fået priserne til at falde. Meget tyder på, at nogle lande i fremtiden vil gå over til at benytte laserberigning.

Arbejdet med at oprette deponier for radioaktivt affald går langsomt fremad. Det væsentligste problem synes at være at få politisk aksept af, hvor sådanne deponier må etableres.

2 Årets tema-artikel: Kernekraft-økonomi

2.1 Indledning

Det er ikke ualmindeligt i medierne at se påstande om, at kernekraftværker er uøkonomiske og ikke kan konkurrere med andre former for el-energi. Det er heller ikke ualmindeligt at se påstande om, at kernekraften i høj grad er økonomisk. Det interessante er, at begge påstande for så vidt kan være rigtige, for der er kernekraftværker, der er meget økonomiske, og der er andre, der ikke er det. Der kan derfor være grund til at se på, hvad det er for faktorer, der bestemmer, om et kernekraftværk er økonomisk eller ikke. Det er denne problematik, der behandles i tema-artiklen.

I de nedenstående overvejelser er der set bort fra de energiskatter og afgifter, som i mange lande er pålagt kilowatt-timeprisen (kWh-prisen), men som ikke har noget med el-produktionsprisen at gøre. Samfundsomkostninger såvel som –ge-vinster, for eksempel konsekvenserne af luftforurening, drivhuseffekt og ulykker såvel som betydningen for forsyningssikkerhed, beskæftigelse og valutabalace, er heller ikke forsøgt medtaget. Der er alene set på produktionsprisen af værk.

2.2 kWh-prisens sammensætning

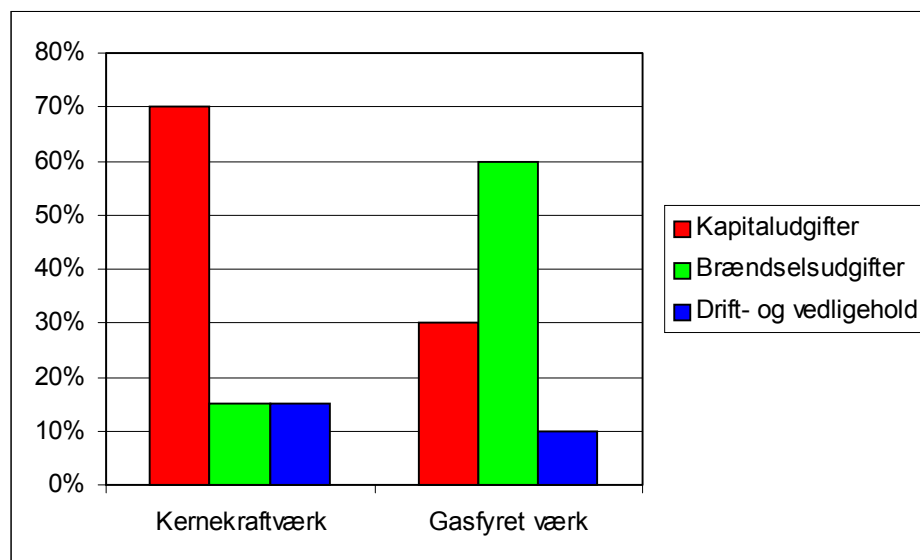
Produktionsprisen på den el, som sendes ud fra et el-værk deles sædvanligvis op i tre komponenter:

- kapitaludgiften pr. kWh,
- brændselsudgiften pr. kWh og
- drifts- og vedligeholdelsesudgiften pr. kWh

Kapitaludgiften omfatter udgifterne til afskrivning og forrentning af den investerede kapital samt til den sluttelige nedlægning af anlægget. Brændselsudgiften omfatter udgifterne til indkøb af nyt brændsel og behandling af det producerede affald. Drifts- og vedligeholdelsesudgiften omfatter lønning af personalet, indkøb af reservedele m.v.

I Figur 2.1 er vist en typisk fordeling af kWh-prisen for et kernekraftværk og for et moderne, gasfyret værk. Det ses, at kapitaludgiften dominerer el-prisen for kernekraftværket, mens brændselsudgiften dominerer for det gasfyrede værk.

Det skal understreges, at fordelingen afhænger af en række forskellige faktorer. For kernekraftværker er renteniveauet (som her er antaget at være 10% p.a.) af stor betydning; for gasfyrede værker er gasprisen, der varierer meget rundt om i verden, af stor vigtighed. Derfor er der i figur 2.1 tale om typiske fordelinger, som ikke behøver at gælde for et givet værk. Det skal også understreges, at der er tale om fordelinger for kWh-prisen, ikke om selve prisen, som i nogle lande er højest for kernekraft, mens den i andre er højest for gaskraft.



Figur 2.1. Typisk fordeling af kWh kWh-prisen for et kernekraftværk og et gasfyrret kraftværk på kapital-, brændsels-, og drifts- og vedligeholdelsesudgift

I det følgende skal der ses nærmere på de faktorer, som påvirker kernekraftens kapital-, brændsels- og drifts- og vedligeholdelsesudgifter.

2.3 Den investerede kapital

Kapitaludgiften består som ovenfor nævnt først og fremmest af forrentning og afskrivning af den investerede kapital. Denne kapital er bestemt af en række faktorer.

Den afhænger naturligvis af den byggepris, man har entreret med leverandørerne om – ofte kaldet de direkte byggeomkostninger – men tillige af renter af byggelån, prisstigninger under byggeperioden m.v., også kaldet de indirekte byggeomkostninger. For kernekraftværker, hvor byggetiden i reglen er lang, kan de indirekte byggeomkostninger overstige de direkte.

Den investerede kapital afhænger af, hvilken reaktortype der er tale om. I dag bygges fortrinsvis trykvands- og kogendevandsreaktoranlæg, også kaldet letvandsreaktoranlæg. Disse to anlægstyper har stort set de samme byggeomkostninger. Omkostningerne er dog afhængige af, hvor anlæggene opføres. For tungtvandsreaktorer er byggeomkostningerne en del større, primært på grund af den høje pris på det tunge vand.

En tredje faktor, der påvirker den investerede kapital, er anlæggets elektriske effekt. Det gælder, at jo større enhedens installerede effekt er, desto større vil investeringen være. Men investeringen pr. installeret effekt, sædvanligvis pr. kWe, falder med den installerede effekt, så det kan generelt betale sig at bygge så store enheder, som det elektriske net kan acceptere.

For at opnå større mulighed for sammenligning opgives den investerede kapital i reglen i \$/kWe. Med dagens priser ligger denne på 1000-2500 \$/kWe med en gennemsnitlig investering på ca. 1500 \$/kWe.

Byggetiden spiller også en rolle for den investerede kapital, fordi den påvirker de indirekte byggeomkostninger. Det er bemærkelsesværdigt, at mens byg-

getiden for et europæisk kernekraftværk sædvanligvis ligger på 5-6 år, har det taget 10-12 år at bygge mange af de amerikanske værker.

Det skal også nævnes, at antallet af enheder på et kernekraftværk spiller en rolle for \$/kWe-investeringen. Ved at have flere enheder på samme værk vil man dels have væsentlig mindre udgifter pr. enhed til anlæg af veje, fællesfaciliteter m.v., dels have mulighed for at opnå "mængderabat" hos leverandøren.

2.4 Den årlige kapitaludgift

Når et værk er færdigbygget, kender man den samlede, investerede kapital i anlægget, som skal forrentes og afskrives i løbet af anlæggets levetid. Her spiller renteniveauet naturligvis en stor rolle. Som det kan ses af Figur 2.1 vil – alt andet lige – en lav rente være gunstig for kernekraft, mens en høj rente vil favorisere fossile værker.

Afskrivningstiden spiller naturligvis også en rolle. Den har at gøre med, men er ikke lig med, anlæggets tekniske levetid, som ofte sættes til ca. 40 år. På det seneste har det dog været tale om at øge den til 60 år. For at være på den sikre side sættes afskrivningstiden imidlertid ofte til ca. 25 år.

Når den samlede investerede kapital, renteniveauet og afskrivningstiden er kendt, kan man bestemme den årlige kapitaludgift af investeringen. Denne afhænger dog af den valgte afskrivningsmetode. Man kan anvende annuitetsprincippet, hvorved man får samme årlige kapitaludgift i hele afskrivningstiden. Mere realistisk er det nok at foretage konstante, årlige afskrivninger, idet elproduktionen af et værk må forventes at være større i begyndelsen af afskrivningstiden end ved dens slutning.

2.5 Årlig el-produktion – kapacitetsfaktor

Det ville være let at bestemme et elværks årlige el-produktion, såfremt det kørte ved fuld effekt døgnet rundt, året rundt. Men det gør det af flere grunde ikke. Ethvert el-værk skal, sædvanligvis en gang om året, lukkes ned for, at nødvendig vedligeholdelse kan foretages. Ved de fleste kernekraftværker benyttes denne periode også til at udskifte uranbrændsel. Endvidere vil der erfaringsmæssigt indtræffe driftsuheld, der nødvendiggør, at værket må lukkes for en tid, for at reparationer kan gennemføres. Endelig er el-forbruget ikke konstant, hverken over døgnet eller året. Der forbruges mere el i dagtimerne end om natten og mere om vinteren end om sommeren. Lande med megen industri med højt elforbrug, der kører døgndrift, har et mere konstant el-forbrug end lande, der hovedsagelig har industri med ét-skifts-drift. Og naturligvis må elproduktionen altid afpasses efter forbruget. Så er der kun et lavt forbrug, vil produktionen også være lav.

Da et kernekraftværks årlige kapitaludgift er uafhængig af el-produktionen – den årlige kapitaludgift skal betales uanset, om værket producerer el eller ikke – og da kapitaludgiften pr. kWh udgør ca. 70% af elproduktionsprisen, skal et kernekraftværk producere mest mulig el for at få produktionsprisen ned. Derfor er kernekraftværker de elværker, man først og fremmest producerer med, og derfor siger man, at de køres som grundlastværker. Dette betyder også, at kernekraft for at være konkurrencedygtig ikke bør dække mere end ca. 50% af elproduktionen. Går man højere op i sin dækningsgrad, kan værkerne ikke mere køres som grundlastværker, og driftsøkonomien forringes.

Som udtryk for, hvor effektivt kraftværker udnyttes, har man indført den såkaldte kapacitetsfaktor, der er defineret som forholdet mellem den faktiske, år-

lige produktion og den produktion, værket ville have haft, hvis det havde kørt ved fuld effekt døgnet rundt, året rundt. Denne størrelse varierer ganske meget fra land til land. I 1997 var fordelingen af kapacitetsfaktoren for forskellige lande følgende:

Over 90%:	Finland, Argentina, Belgien
Mellem 85 og 90%:	Svejs, Rumænien, Ungarn, Slovenien
Mellem 80 og 85%:	Syd Korea, Tyskland, Spanien, Mexico, Japan
Mellem 75 og 80%:	Sydafrika
Mellem 70 og 75%:	Sverige, UK, Frankrig, Slovakiet,
Under 70%:	USA, Ukraine, Canada, Rusland, Bulgarien, Litauen, Armenien

Lave kapacitetsfaktorværdier kan skyldes forskellige forhold: Meget stor dækningsgrad af el-forbruget med kernekraft (Frankrig), store renove-ringsarbejder (Bulgarien) og dårlig ledelse (Canada). Derfor kan den variere en del fra år til år. Det gælder dog generelt, at de små, industrialiserede lande gennemgående har de største kapacitetsfaktorer og derfor også de laveste priser på kernekraft-produceret el.

Når de årlige kapitaludgifter og den årlige elproduktion er kendt, finder man let kapitaludgiften pr. kWe, idet den er forholdet mellem disse to størrelser.

2.6 Nedlægningsudgifter

Når driften af et kernekraftværk er afsluttet, skal det nedlægges, d.v.s. det skal fjernes, således at området kan benyttes til andre formål. Denne nedlægnings- eller dekommissioneringsproces vil sædvanligvis strække sig over adskillige eller i nogle tilfælde mange år. Prisen på denne nedlægning ligger på 10-20% af den oprindelige investering.

I de fleste lande kræves det, at der for hver produceret kWh skal betales et vist beløb til nedlægningsfonde. Da disse fonde forrentes gennem hele driftsperioden og frem til nedrivningen gennemføres, er den økonomiske belastning ved nedlægningen yderst beskeden, af størrelsesordenen 1% af den samlede produktionspris. Dette forudsætter dog, at landenes parlamenter eller finansministre ikke forgriber sig på de ganske store fonde, som opbygges under værkernes drift. Det forudsætter også, at værkerne har været i drift gennem en rimelig periode. Hvis de lukkes ned før tiden, er der muligvis ikke opsparet midler nok til at dække nedlægningen.

2.7 Brændselsudgifter

Brændselsudgifterne omfatter indkøb af det nødvendige uran, berigning af dette, fremstilling af brændselelementerne, og håndtering af det udbrændte brændsel, efter at det er taget ud af reaktoren. Denne håndtering kan bestå i, at brændslet efter en passende kølingsperiode deponeres i stabile geologiske lag. Den kan også bestå i, at det udbrændte brændsel opløses i syre og de indeholdte mængder uran og plutonium udvindes, mens resten – det højaktive affald – indsmeltes i glas og deponeres i stabile, geologiske lag. Den førstnævnte metode foretrækkes i USA, Sverige og Finland, den sidstnævnte i Frankrig, UK, Japan og Rusland.

Ved letvandsvandsreaktorer anvendes lavt beriget uran som brændsel. Dette betyder dels, at man for hvert kg beriget uran, der er indeholdt i de brændsels-

elementer, der lades ind i reaktorerne, må indkøbe 5-10 kg naturligt uran, idet der ved berigningsprocessen ikke alene produceres det ønskede, berigede uran, men også betydelige mængder forarmet uran. Endvidere skal man naturligvis betale for selve berigningsprocessen.

Brændselsudgiften pr. kWh fås som forholdet mellem de samlede brændselsudgifter pr. kg uran ladet ind i reaktoren og den el-energi, 1 kg beriget uran producerer i reaktoren.

Ved tungtvandsreaktorer anvendes naturligt uran som brændsel, hvorfor uranindkøbet bliver billigere, og man helt sparer berigningsudgiften. Til gengæld kan man ikke pr. kg uran i brændslet udvinde så megen energi som for letvandsreaktorer, kun ca. en femtedel. Alt i alt er brændselsudgifterne pr. kWh mindre for tungtvandsreaktorer end for letvandsreaktorer, mens det forholder sig omvendt med kapitaludgifterne, og de er sædvanligvis de dominerende.

Det faktum, at brændselsudgifterne kun udgør ca. 15% af kWh-produktionsprisen, betyder, at selv en fordobling af uranprisen kun vil medføre en stigning på nogle få procent i kWh-prisen. Anderledes stiller det sig for et gasfyret værk, hvor en fordobling i gasprisen vil betyde en stigning i el-prisen på 60% (jfr. Figur 2.1).

2.8 Drifts- og vedligeholdelsesudgifter

Drifts- og vedligeholdelsesudgifter omfatter, som allerede nævnt, lønninger, indkøb af reservedele, udgifter ved de årlige vedligeholdelsesarbejder o.s.v. Lønninger spiller en stor rolle for denne udgiftspost, og det er i denne sammenhæng værd at bemærke, at størrelsen af personalet på europæiske kernekraftværker sædvanligvis er væsentlig mindre end på amerikanske værker.

Ligesom kapitaludgifterne er drifts- og vedligeholdelsesudgifterne næsten uafhængige af el-produktionen. For at holde deres bidrag til kWh-prisen nede, er det også her vigtigt med en høj kapacitetsfaktor.

Bidraget til kWh-prisen fra drifts- og vedligeholdelsesudgifterne fås som forholdet mellem de årlige udgifter og den samlede årlige kWh-produktion.

2.9 Forholdet mellem kWh-produktionsprisen for kernekraft-, kul- og gasfyrede værker

I følge en undersøgelse, som OECD-NEA har gennemført for kraftværker i en række medlemslande, varierer forholdet mellem kWh-produktionsprisen for et nyt kernekraftværk og et nyt kulfyret værk på fra 0,6 til 1,35. Forholdet mellem kWh-prisen for et nyt kernekraftværk og et nyt gasfyret værk ligger på 0,7 til 1,7. Der er altså lande, hvor kernekraft giver billigst el, og lande hvor el fra fossilt fyrede værker er billigst. Men det ses også, at forskellen mellem el-prisen fra de tre værktyper ikke er stor, og at spørgsmålet om, hvilken energiform, der er den mest økonomiske, let kan ændres ved ændringer i brændselspris eller renteniveau.

2.10 Forholdene i USA

Det har for USA's vedkommende været på tale, at kernekraftværker er blevet eller vil blive nedlukket af økonomiske årsager, og der kan derfor være grund til at se lidt nærmere på forholdene her.

Hidtil har USA været opdelt i et antal områder, i hvilke ét el-selskab har haft monopol på el-produktionen inden for området. For at sikre rimelige priser har el-prisen skullet godkendes af offentlige udvalg, såkaldte Public Utility Commissions eller Public Service Commissions. Disse har imidlertid hidtil stort set accepteret, at el-prisen var el-selskabernes produktionspris plus en rimelig fortjeneste. Det har betydet, at el-selskaberne har kunnet overføre deres udgifter til forbrugerne, og de har derfor ikke haft noget stort incitament til at holde priserne nede. Lange byggetider, lave kapacitetsfaktorer og store stabe er som følge heraf blevet tolereret af mange el-selskaber, og det har igen medført øgede el-priser.

Nu planlægger man at liberalisere det amerikanske el-marked, d.v.s. at indføre konkurrence mellem de forskellige el-selskaber. De dyreste af enhederne, og det gælder ofte, men ikke kun, kernekraftenheder, vil have svært ved at konkurrere, fordi kapitaludgifterne er for høje. Man taler her om "stranded costs", d.v.s. den del af den investerede kapital, der ikke kan forrentes i et frit marked. For at nedbringe disse forsøger nogle el-selskaber at nedskrive den investerede kapital hurtigere end planlagt, mens andre forsøger at sælge enhederne eller at gå sammen med andre selskaber for derigennem at nedbringe produktionsomkostningerne. Det skal bemærkes, at det ikke p.g.a. høje "stranded costs" hjælper at lukke enheder ned, for de lån, der er optaget for at dække investeringerne i enhederne, skal selvfølgelig fortsat forrentes og afskrives.

Der har i USA været tilfælde, hvor kernekraftenheder har kørt så ineffektivt, at brændsels- og drifts- og vedligeholdelsesudgifterne har været så høje, at de tilsammen har oversteget markedsprisen på el. I sådanne tilfælde kan det ikke betale sig at fortsætte driften.

2.11 Den fremtidige udvikling

Det er ikke kun i USA, at man planlægger en liberalisering af el-markedet. Det samme gælder for Europa, og det kan meget vel komme til at påvirke, hvilke typer el-værker, der fremover vil blive bygget. I denne forbindelse er der set bort fra politiske krav, der måtte påvirke den fremtidige el-udbygning.

Tidligere havde også i Europa de enkelte el-selskaber monopol på elforsyningen inden for deres områder. Det betød, at de havde en sikker afsætning og derfor kunne bygge de værktyper, som gav den mest økonomiske produktion, f.eks. kernekraftværker som grundlastværker, kulfyrede værker som mellemlastværker og gasfyrede værker som spidslastværker. Med en liberalisering af det europæiske marked vil ingen el-selskaber have "sikker afsætning" mere, og da det er dyrt at have enheder med høje investeringsudgifter liggende stille, vil der være en tendens til, at selskaberne fremover vil bygge enheder med lave kapitalinvesteringer, f.eks. gasfyrede værker, også selv om det i sidste ende kan betyde højere el-priser for forbrugerne p.g.a. høje gaspriser. Dette vil ikke bare ramme kernekraften, men også de vedvarende energikilder, der har endnu større kapitalinvesteringer.

En sådan udvikling betyder ikke et farvel til kernekraften, højst for en tid et farvel til nye kernekraftenheder. De eksisterende kernekraftenheder vil, efter at deres kapitalinvesteringer stort set er nedskrevet, være overordentlig konkurrencedygtige. Et værk som Barsebäckværket producerer f.eks. el til en pris, der er godt det halve af de danske, kulfyrede værkers. Da det efterhånden har vist sig muligt at gennemføre renoveringer af aldrende kernekraftværker, således at de fortsat opfylder alle sikkerhedskrav, uden at det koster så store investeringer, at enhederne mister deres konkurrencedygtighed, vil fortsat kørsel med eksisterende kernekraftenheder i mange år fremad være en god forretning.

Det forventes, at elforbruget i den industrialiserede del af verden kun vil stige lidt i de kommende år. Det kan komme til at betyde, at det bliver mindre fordelagtigt at dække stigningen i el-forbruget med store enheder, således som det hidtil har været tilfældet, fordi det vil vare længere, før disses kapacitet kan udnyttes fuldt ud. En konsekvens heraf kunne være, at mindre kernekraftenheder bliver mere attraktive, fordi en større del af dem kan færdigfremstilles i fabrikker, mens byggearbejdet på "pladsen" reduceres væsentligt. Herved kan den samlede byggetid og hermed de indirekte byggeudgifter reduceres væsentligt. Man taler om byggetider på ned til 2-3 år.

Som nævnt i indledningen er der ikke i denne artikel taget hensyn til samfundsomkostninger og -gevinster. Det skal dog til slut nævnes, at hvis drivhuseffekten – hvad meget tyder på – viser sig at være en realitet, kommer man ikke uden om kernekraften. Sammenlignet med de vedvarende energikilder har kernekraften den store fordel, at den ikke er afhængig af vind eller sol. Den kan køre hele tiden.

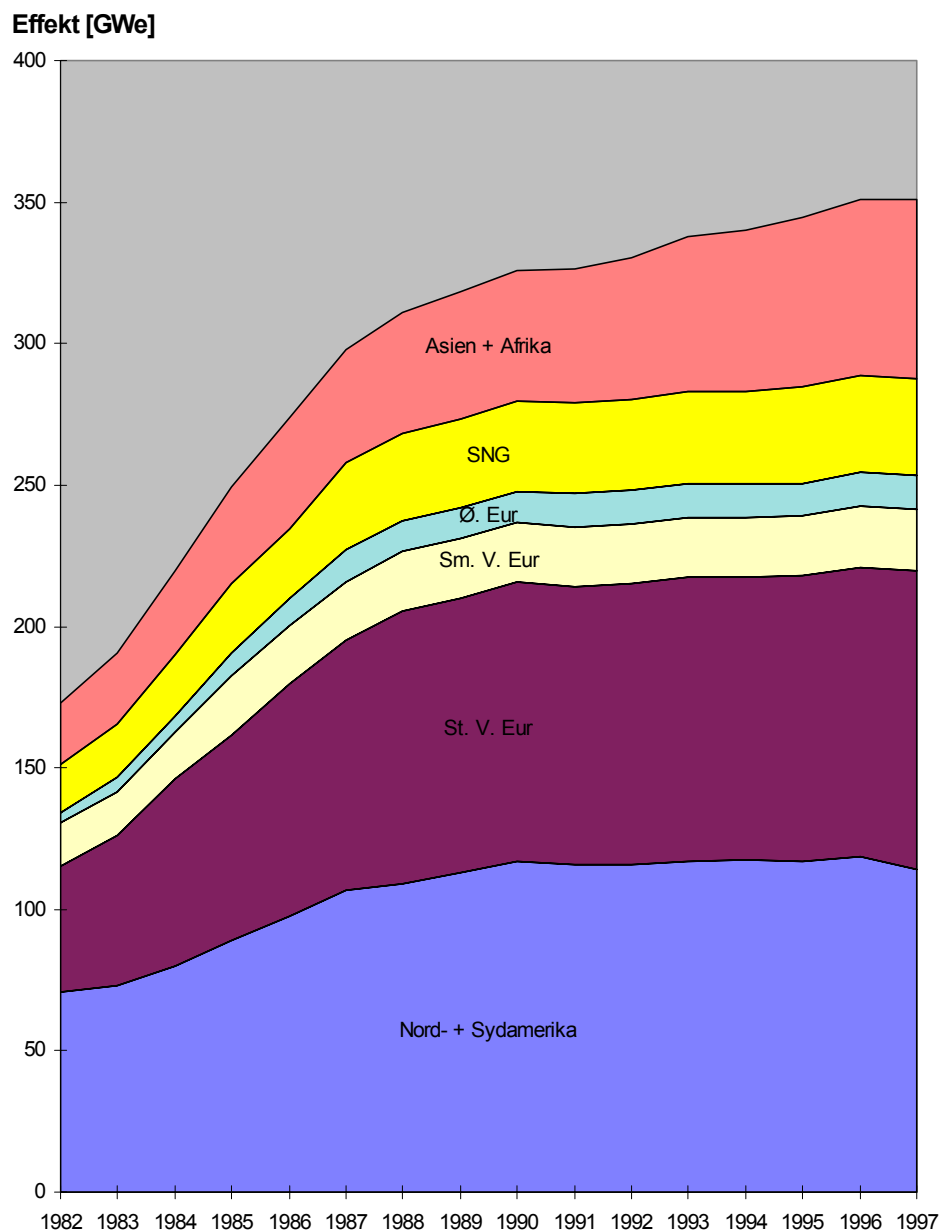
3 Kernekraftens el-produktion

I løbet af 1997 skete der en beskeden udbygning af den samlede kapacitet af verdens kernekraftanlæg fra 351 GWe til 352 GWe. Denne stigning dækker over udbygning i nogle lande, enten i form af igangsættelse af nye enheder eller forøgelse af kapaciteten af eksisterende enheder, og nedlukninger i andre lande. Antallet af kernekraftværker i drift faldt i 1997 fra 442 til 437. I Frankrig blev to nye enheder, Chooz-B2 og Civaux-1, sat i drift med en samlet effekt på 2,950 GWe. I Japan startedes en enhed, Kashiwazaki Kariwa-7, på 1,315 GWe og i Sydkorea en, Wolsong-2, på 0,650 GWe. I Finland har man øget effekten på to enheder, og det samme gjaldt Spanien. I Storbritannien var der beskudne effektforøgelser på 9 enheder. I USA blev der til gengæld som nævnt i sidste års statusrapport lukket tre kernekraftenheder, Haddam Neck (0,587 GWe), Big Rock Point (0,067 GWe) og Maine Yankee (0,870 GWe), mens der i Canada blev lukket fem enheder, Bruce-1 samt Pickering-1, -2, -3, og -4 med en samlet effekt på 2,908 GWe. I Holland blev en kernekraftenhed, Dodewaard (0,055 GWe) lukket.

Lukningen af de tre amerikanske enheder skyldes, at det ikke længere kunne betale sig at fortsætte driften. Lukningen af de canadiske enheder skyldes, at man i Canada er ved at gennemføre en større reorganisering af arbejdet i det el-selskab, der har størst kernekraftkapacitet. Det er hensigten senere at genstarte i hvert fald nogle af de nedlukkede enheder. Lukningen i Holland skyldes, at driften af enheden ikke længere var rentabel.

I Figur 3.1 er vist udviklingen af den samlede installerede, elektriske effekt i forskellige geografiske områder. Effekten er givet i GWe (Gigawatt elektrisk effekt). 1 GWe er lig 1 mill. kilowatt. Den samlede installerede effekt i de danske el-værker er godt 8 GWe.

Det blå område nederst i Figur 3.1 viser udviklingen i den samlede installerede effekt i Nord- og Sydamerika, som ved starten af 1998 var 114 GWe. Af denne findes 87,0% i USA, 10,5% i Canada, 1,1% i Mexico, 0,8% i Argentina og 0,6% i Brasilien.



Figur 3.1. Udviklingen i den samlede installerede el-effekt inden for forskellige geografiske regioner.

Det bordeauxrøde område (St.V.Eur) over det blå viser udviklingen af kernekrafteffekten i de større, vesteuropæiske lande, d.v.s. Frankrig, Tyskland, Storbritannien og Spanien. Den samlede effekt i disse lande var ved starten af 1998 105 GWe. Af disse har Frankrig 59,5%, Tyskland 21,1%, Storbritannien 12,3% og Spanien 7,0% af den installerede effekt.

Dernæst følger det lysegule område (Sm.V.Eur), som viser kernekrafteffektens udvikling i de små, vesteuropæiske lande (Sverige, Belgien, Schweiz, Finland og Holland), hvis samlede kernekrafteffekt ved udgangen af 1998 var 22 GWe. Af denne findes 46,2% i Sverige, 26,3% i Belgien, 14,2% i Schweiz 11,3% i Finland og 2,0% i Holland.

Det ses, at den samlede kernekrafteffekt i Vesteuropa er større end på det amerikanske kontinent.

Det turkisfarvede område (Ø.Eur) viser kernekraftudviklingen i Central- og Østeuropa, hvis samlede installerede effekt ved starten af 1998 var på i alt 12 GWe. Her råder Bulgarien over 29,0%, Litauen over 19,4%, Ungarn over 14,2%, Tjekkiet over 13,5%, Slovakiet over 13,4%, Rumænien over 5,3% og Slovenien over 5,2%.

Det mørkegule område (SNG) angiver kernekrafteffekten i Rusland, Ukraine, Armenien og Kazakhstan, som ved starten af 1998 var på ialt 34 GWe. Her dominerer Rusland med en andel på 58,3%, mens Ukraines andel er på 40,4%. Armenien har 1,1% og Kazakhstan 0,2%.

Det øverste, røde område omfatter de asiatiske og afrikanske lande med kernekraft, d.v.s. Japan, Sydkorea, Taiwan, Kina, Sydafrika, Indien og Pakistan, som ved starten af 1998 havde en samlet kernekrafteffekt på 64 GWe. Her har Japan den største andel på 68,1%, mens Sydkoreas har 15,2%, Taiwan har 7,6%, Kina har 3,4% Sydafrika har 2,9%, Indien har 2,6% og Pakistan har 0,2%.

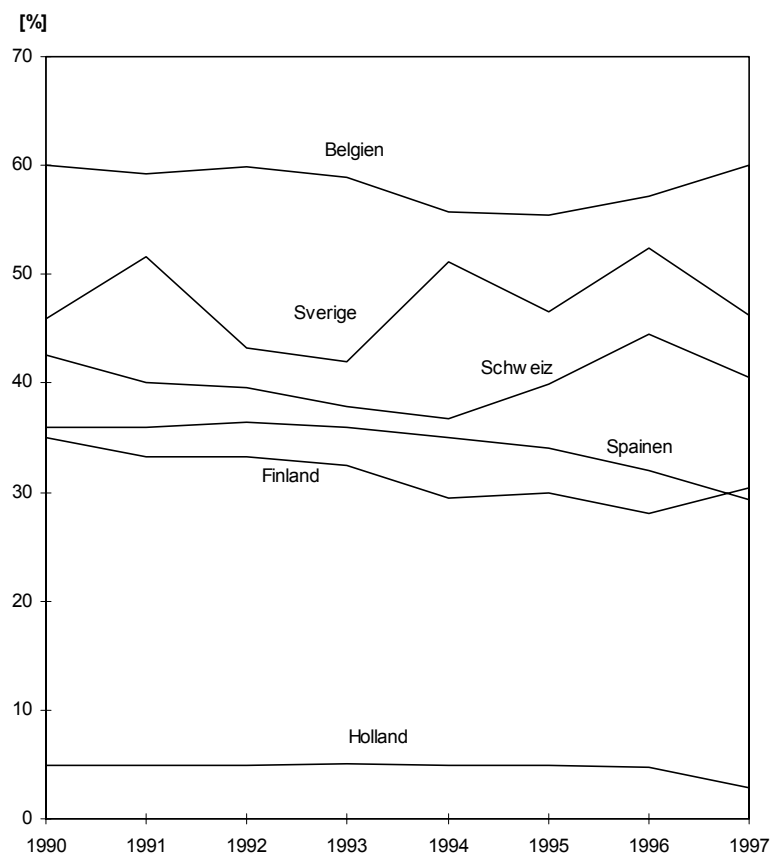
Med hensyn til fordelingen af verdens kernekraftværker på forskellige reaktortyper er trykvandsreaktoren fortsat dominerende, idet den dækker 64,2% af den installerede elektriske effekt i kernekraftværker. Kogendevandsreaktoren følger som nr. 2 med en andel på 22,6% og herefter kommer tungtvandsreaktoren med 4,7%. Den russiske RBMK-type (Tjernobyl-typen) har en andel på 4,3% og den gaskølede, grafitmodererede reaktor har en andel på 3,4%.

I Figur 3.2, 3.3, og 3.4 er vist den andel af forskellige landes el-produktion, der kommer fra kernekraftværker. Figur 3.2 viser kernekraftens andel i el-produktionen i en række, hovedsagelig mindre, vesteuropæiske lande. I 1997 var denne andel 60,1% i Belgien, 46,2% i Sverige, 40,6% i Schweiz, 30,4% i Finland, 29,3% i Spanien og 2,8% i Holland.

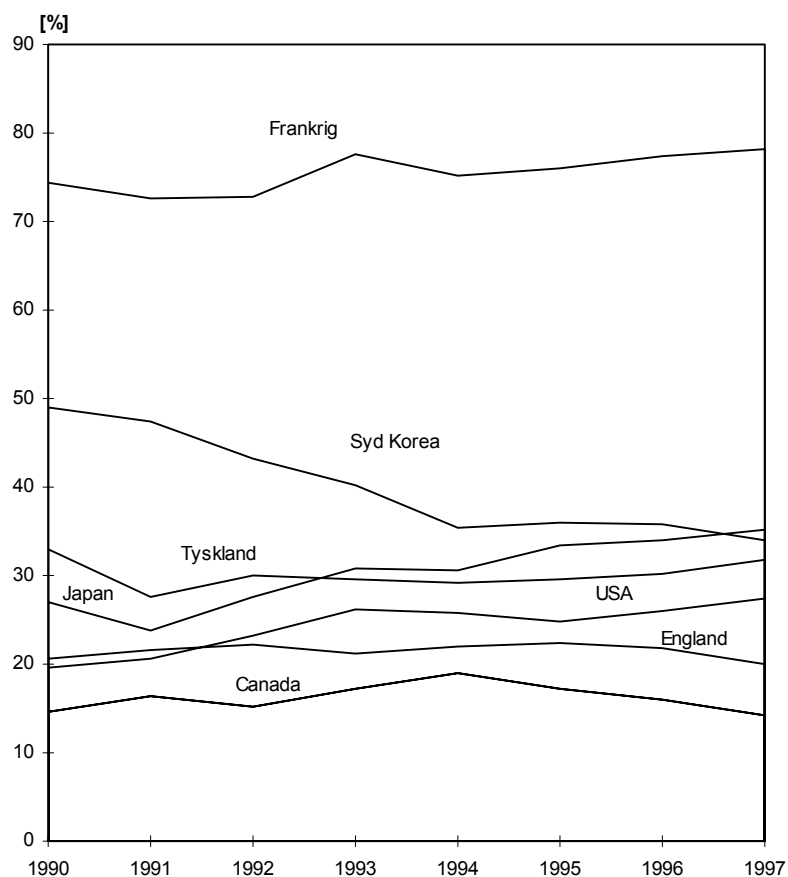
I Figur 3.3 er vist kernekraftens andel af el-produktionen i en række større industrilande. I 1997 var denne 78,2% i Frankrig, 34,1% i Sydkorea, 35,2% i Japan, 31,8% i Tyskland, 27,5% i Storbritannien, 20,1% i USA og 14,2% i Canada.

I Figur 3.4 ses kernekraftens andel i el-produktionen i en række østlande. I 1997 var den 81,5% i Litauen, 45,4% i Bulgarien, 44,0% i Slovakiet, 39,9% i Slovenien og Ungarn, 19,3% i Tjekkiet og 13,6% i Rusland.

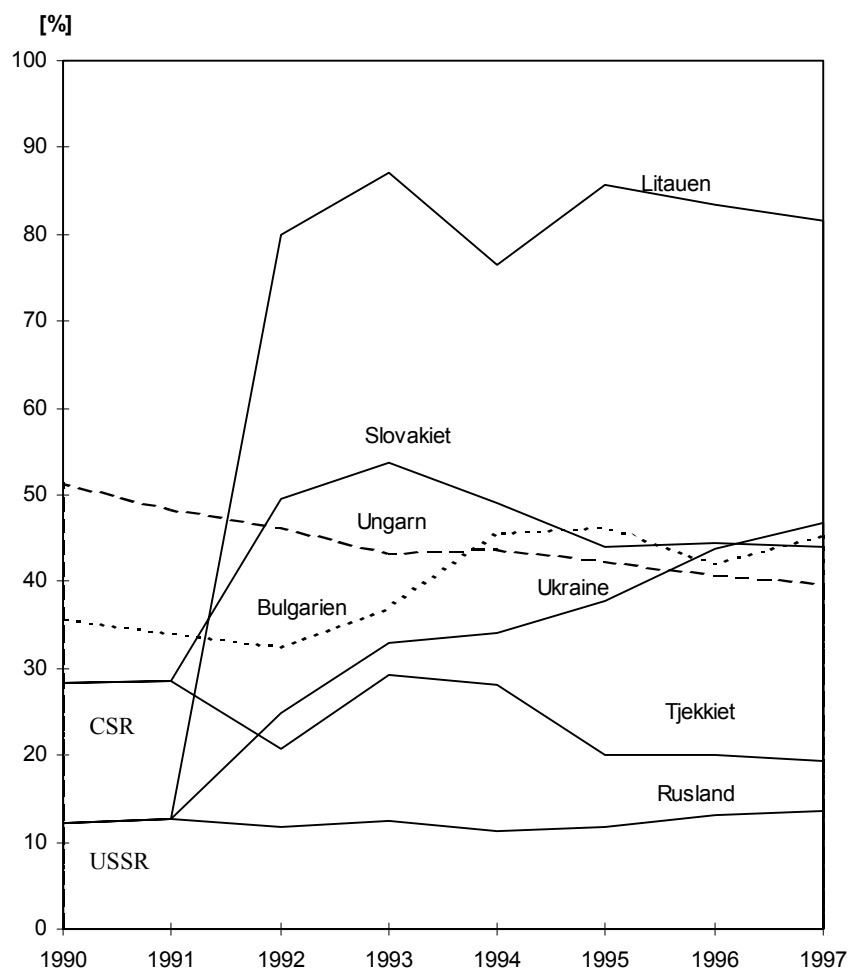
Det samlede antal driftsår for kernekraftværker nåede ved begyndelsen af 1998 op på 8577 reaktorår. Samtidig var der 36 kernekraftværker med en samlet effekt på 26,8 GWe under bygning.



Figur 3.2. Kernekraftens andel (i %) i forskellige, mindre vesteuropæiske landes el-forbrug.



Figur 3.3. Kernekraftens andel (i %) i en række større industrilandes el-forbrug.



Figur 3.4. Kernekraftens andel (i %) i en række central- og østeuropæiske landes el-forbrug.

4 Gennemgang af større, sikkerheds-relevante hændelser i 1998

I 1998 oplevede man på verdens ca. 440 kernekraftværker i alt 9 hændelser, der blev vurderet til klasse 2 på INES skalaen (International Nuclear Event Scale; se appendix A). Det er hændelser, der ikke har indebåret nogen egentlig risiko, men som har vist, at udstyr eller arbejdsrutiner skal ændres, hvis det krævede sikkerhedsniveau skal nås. Derudover konstateredes der på andre typer nukleare anlæg to hændelser i klasse 2, og der var tre klasse 2 uheld med strålingskilder, hvoraf et forekom ved turbinedelen af et kernekraftværk. Der forekom i 1998 ikke hændelser, der er alvorligere end klasse 2; men der forekom mange klasse 1 hændelser samt hændelser "under skalaen".

I 1998 oplevede man endvidere en "langvarig hændelse", der omfattede mange kernekraftværker i Europa. Hændelsen, der vedrørte forurening af nogle beholdere for transport af uranbrændsel, var uden sikkerhedsmæssig betydning. Men den viste, at der savnedes en effektiv kommunikation mellem de firmaer m.m., der arbejder med transport af uranbrændsel. Hændelsen med transportbeholderne for uranbrændsel er nærmere omtalt sidst i dette afsnit.

Under brændselsskift på den russiske reaktor Bilibino 4 d. 14. marts 1998 gik to arbejdere imod reglerne ind i et område med brugt brændsel, før brændslet var helt afskærmet. Det konstateredes, at den ene arbejder havde fået en dosis på 90 millisievert, og den anden fik 11 millisievert. Den maksimalt tilladelige dosis er 50 millisievert. Når personer bestråles over den tilladelige grænse - dog uden at der forekommer egentlig personskade - rubriceres dette som en klasse 2 hændelse på INES-skalaen. (Bilibino 4 er en lille grafitmodereret reaktor med en effekt på 11 MWe).

På Sizewell B i Storbritannien havde man i december 1997 to gange automatiske reaktorstop på grund af fejl i det kontrolsystem, der skal afspærre dampledningerne i tilfælde af en lækage. Efter en længere undersøgelse fandt man fejlen, og i april 1998 ændrede man på den relevante del af kontrolsystemet. Herunder havde man imidlertid benyttet en tegning, der indeholdt en fejl, så signaler fra det overordnede beskyttelsessystem ikke kunne nå frem til de pågældende ventiler. Andre signaler ville om nødvendigt have fået alle ventiler til at lukke. Der var derfor ikke tale om en hændelse af væsentlig, direkte sikkerhedsmæssig betydning. At den alligevel blev rubriceret i INES-klasse 2 skyldes, at den fejlagtige tegning havde passeret flere kontroltrin, uden at fejlen var blevet opdaget.

I begyndelsen af maj forsvandt en beholder med molybdæn-99 i Sydafrika. Beholderen skulle til Argentina, hvor den skulle bruges til medicinske undersøgelser. Men i lufthavnen i Johannesburg forsvandt beholderen. Efter 16 dages efterlysning blandt luftfartsselskaber over hele verden måtte man konstatere, at beholderen, der vejede 89 kg, var helt forsvundet. Beholderen var meget solid og godkendt til transport; og medmindre den brydes op eller ødelægges, udgør den ingen strålingsrisiko. Halveringstiden for molybdæn-99 er knap 3 døgn. En måned efter den mystiske forsvinden var strålingsintensiteten derfor så lav, at der selv med en åben beholder ikke ville være nogen risiko. Hændelsen bedømtes af de sydafrikanske myndigheder til klasse 2 på INES-skalaen.

D. 7. maj forsvandt elektriciteten pludselig til laboratoriebygningerne på Dounreay anlægget i Skotland. I forbindelse med noget byggearbejde kom en gravemaskine til at klippe et 11 kV kabel over, så ventilationssystemet stoppe-

de. Nødstrømsforsyningen skulle da gå i gang - men gjorde det ikke. I det pågældende laboratorium arbejdedes der med reaktorbrændsel, og da ventilationen stoppede, forlod personalet straks lokalerne. Da ventilationen senere kom igang igen, konstateredes, at der ikke var frigivet radioaktivitet; hverken inden for eller uden for anlægget. Det forhold, at nødstrømsforsyningen ikke fungerede, bevirkede, at hændelsen blev rubriceret i klasse 2 på INES-skalaen.

I begyndelsen af maj var kernekraftenheden Civaux 1 i Frankrig stoppet for skift af brændsel, og d. 12. maj opdagede man, at der løb vand ud af et af de kølesystemer, der skal fjerne restvarmen fra vandet i tanken, når reaktoren er stoppet. Der konstateredes efterfølgende en stor revne i en svejsning i en rørsamling. Det skadede kølesystem blev herefter afspærret, og et andet system overtog kølingen af vandet i reaktortanken. Alt det udstømmende vand blev holdt inde i reaktorbygningen, og personalet reagerede korrekt på hændelsen. Selve hændelsen - fremkomsten af en stor revne i en svejsning i restvarmekølesystemet - vurderedes af myndighederne til INES klasse 2. Civaux 1 er en stor PWR på 1450 MWe.

Den 19. maj var man ved at være færdig med at skifte brændsel på reaktoren på det bulgarske kernekraftværk Kozloduy. Samtidigt rensedes dampgeneratorernes sekundærside med et opløsningsmiddel. Uvist af hvilken grund gik et rør i en dampgenerator i stykker, og noget af opløsningsmidlet trængte ind i en af reservebeholderne med bor opløst i vand. Boropløsning benyttes bl.a. til at stoppe kædeprocessen i brændslet under brændselsskift, hvor kontrolstavene ikke er aktive. Da reaktoren var stoppet - med boropløsning i reaktortanken - og da der er tre andre systemer til levering af boropløsning, havde hændelsen ringe sikkerhedsmæssig betydning. Men under udbedringen af fejlen udviste personalet mangler i "sikkerhedskulturen", og regler blev overtrådt uden tilladelse. Derfor vurderede de bulgarske sikkerhedsmyndigheder hændelsen til INES-klasse 2.

På PWR enheden Armenia-2 i Armenien konstateredes d. 4. juni 1998, at indholdet af natrium opløst i vandet på sekundærsiden (i dampgenerator og turbine) lå uden for de tilladte grænser. Effekten på kun 160 MW blev sat helt ned til 80 MW. Årsagen var to utilsigtede forbindelser ind til det sekundære system. Dette konstateredes hurtigt, og fejlen blev udbedret, hvorefter reaktoren returnerede til normal drift. At denne sikkerhedsmæssigt ret betydningsløse hændelse alligevel blev vurderet til INES-klasse 2, skyldes, at man tidligere havde været ude for en lignende hændelse - og altså ikke taget tilstrækkeligt ved lære heraf.

Under en rutinemæssig gennemgang af sprinklersystemet i indeslutningen på Belleville-værket i Frankrig d. 11. juni 1998 igangsattes utilsigtet en overbrusning af udstyret i indeslutningen, mens reaktoren var i drift. Det fik hovedkølepumperne til at standse, så reaktoren automatisk stoppede. En af de 65 kontrolstave, der stopper reaktoren, blev imidlertid ikke automatisk ført ind. Uagtet at 64 kontrolstave rigeligt kan standse reaktoren, blev den ene kontrolstavs svigt bedømt som så alvorlig en sikkerhedsmangel, at hændelsen kom i INES klasse 2.

I Tyskland kom man i 1998 ud for den første hændelse nogensinde, der vurderes til INES klasse 2. På Unterweser kernekraftværket opdagede man d. 6. juni, at sikkerhedsventilerne på en af de fire dampgeneratorer ikke fungerede i forbindelse med en afprøvning af reaktor- og turbinesystemerne. Det konstateredes efterfølgende, at styresystemet (pilot lines) til dampgeneratorens sikkerhedsventiler var blevet afbrudt i forbindelse med vedligeholdelsesarbejder, og efterfølgende var styresystemet ikke blevet gjort aktive igen. I første omgang havde man bedømt hændelsen til INES-klasse 1. Hændelsen havde ikke haft nogen direkte sikkerhedsmæssig betydning. Der var tilstrækkelig redundans,

dvs. andre dele af sikkerhedssystemet ville i givet fald have fungeret og klaret et evt. problem. Men det forhold, at kontrolrutinerne ikke havde afsløret fejlen tidligere, viste, at der var mangler i procedurerne.

Den 13. juli 1998 var det igen galt på kernekraftenheden Armenia-2 i Armenien. Man opdagede da, at en af reservepumperne var i uorden. Under en rutinekontrol af de pumper, der skal fungere som nød-reserve for de sædvanlige fødevandspumper, konstateredes, at én af pumperne ikke fungerede. Efter 6 timers arbejde var pumpen driftsklar igen. Efter reglerne skal personalet reducere reaktorens effekt, når ikke alle de nævnte pumper er driftsklare. Det gjorde man ikke, og dette betragtedes af myndighederne som en så alvorlig sikkerhedsmangel, at hændelsen rubriceredes i INES klasse 2.

På forsøgsreaktoren Phébus i Frankrig foretog man d. 2. oktober 1998 et forsøg med enkeltvis at hæve og sænke reaktorens seks kontrolstave. Det var helt efter reglerne. Men det var det derimod ikke, at man samtidigt havde frakoblet hele det sikkerhedssystem, der skal stoppe reaktoren, hvis noget går galt. Det involverede personale fandt ikke hændelsen særligt alvorlig, så den rapporteredes først til ledelsen tre dage senere. Overtrædelsen af reglerne samt usikkerheden med hensyn til mulige følger bevirkede, at hændelsen af sikkerhedsmyndighederne bedømtes til klasse 2 på INES skalaen.

Phébus er en forsøgsreaktor, der i lille skala benyttes til undersøgelse af mulige konsekvenser af alvorlige havarier i en trykvandsreaktor.

I Ukraine kom man d. 9. november ud for, at to ansatte på Zaporozhe kernekraftværket fik strålingsdoser ud over de tilladte niveauer. Det skyldtes ikke stråling fra reaktoren, men stråling fra en gamma-kilde, der benyttedes til at kontrollere nogle svejsninger i turbinehallen. En af arbejderne fik en dosis på 650 millisievert og en anden fik 100 millisievert. Grænsen for tilladelige doser er 50 millisievert. En tredje person fik ved uheldet en dosis på 30 millisievert. Dosen på 650 millisievert er så kraftig, at den pågældende person kan have fået strålingssyge i mild grad. Hændelsen vurderes til INES klasse 2. (På grund af den høje dosis til den ene arbejder kunne klasse 3 også være kommet på tale).

På Laguna Verde værket i Mexico tabte en maskine for brændselsskift d. 21. november 1998 et udbrændt brændselement inde i reaktorkernen. Skaden på elementet var så lille, at der ikke kunne konstateres frigivelse af radioaktivitet. Alligevel bedømtes hændelsen til niveau 2 på INES skalaen. Laguna Verde 2 er en BWR på 600 MWe.

Som følge af uforsigtig behandling af en radioaktiv kilde i begyndelsen af november fik en forsker på Uppsala Universitet i Sverige en meget kraftig bestråling af tre fingre. På en cyklotron havde man fremstillet en indium-110 kilde, og forskeren har øjensynlig haft kilden meget tæt på fingrene, for nogle dage senere viste huden på tre fingre skader som efter en forbrænding. Strålingsdosen til fingerspidserne formodes at have været omkring 10000 millisievert. Den tilladelige dosis til hud og hænder er 500 millisievert. (Hændelsen er ikke endnu) blevet klassificeret på INES-skalaen - men den må antages at svare til klasse 2.)

FORURENEDE TRANSPORTBEHOLDERE FOR URANBRÆNDSEL

Det startede d. 28. april 1998 i Frankrig. Det franske statslige elseskab EdF oplyste, at 54 beholdere for transport af uranbrændsel havde haft en radioaktiv forurening på ydersiden, der overskred den tilladte grænse på 4 Bq/cm². Det blev hurtigt klart, at ingen mennesker i den anledning havde fået doser over de tilladte grænser; og der var ikke sket radioaktiv forurening af anlæg og jernbanestationer, der havde ekspederet transportbeholderne. Dog var nogle jernbanevogne blevet svagt kontamineret. "Sagen" blev derfor til et spørgsmål om, hvorfor forurenings-

grænsen var overskredet. Da nogle af transporterne med udbrændt brændsel stammede fra Tyskland og Schweiz blev disse landes kernekraftværker og myndigheder også involveret; og transporten af uranbrændsel blev stoppet i alle tre lande.

Den "tekniske forklaring" fandt man ret hurtigt; den var nemlig beskrevet i grundlaget for de internationale regler for transportbeholdere. Det Internationale Atomenergi Agentur (IAEA) i Wien havde i 1990 udsendt en rapport med retningslinier for sådanne beholdere. Man beskrev heri, at ved påfyldningen af transportbeholdere med udbrændt uranbrændsel i kernekraftværkernes brændselsbassiner kan man komme ud for, at radioaktive partikler trænger ind i transportbeholdernes overflader og her bliver bundet så fast, at de ikke kan fjernes og måles ved en efterfølgende rensning før afsendelsen. I IAEA-rapporten beskrives også, hvorledes tryk- og temperatursvingninger under transporten kan få noget af radioaktiviteten til at bevæge sig tilbage til overfladen som frie (ubundne) partikler. Endelig oplyser IAEA-rapporten fra 1990, at dette ikke udgør nogen væsentlig sikkerhedsmæssig risiko. Den tilladte grænse for frie radioaktive partikler på beholdernes overflader er nemlig baseret på meget pessimistiske antagelser. I tilfælde af, at modtageren konstaterer forhøjede niveauer, skal han imidlertid underrette afsenderen, for at denne kan træffe modforholdsregler ved fremtidige forsendelser, skriver altså IAEA-rapporten fra 1990.

Da det i maj-juni 1998 var konstateret, at der ikke var sket nogen forurening af omgivelserne, og da alle persondoser lå langt under de tilladelige niveauer, kom diskussionerne til at dreje sig om, hvorfor der ikke var gjort mere for at reducere forureningen af transportbeholdernes overflader. Man konstaterede i øvrigt, at problemet især dukkede op ved transportbeholdere af en speciel fransk model, mens en anden fransk model samt tyske og britiske transportbeholdere ikke havde problemet i særlig grad.

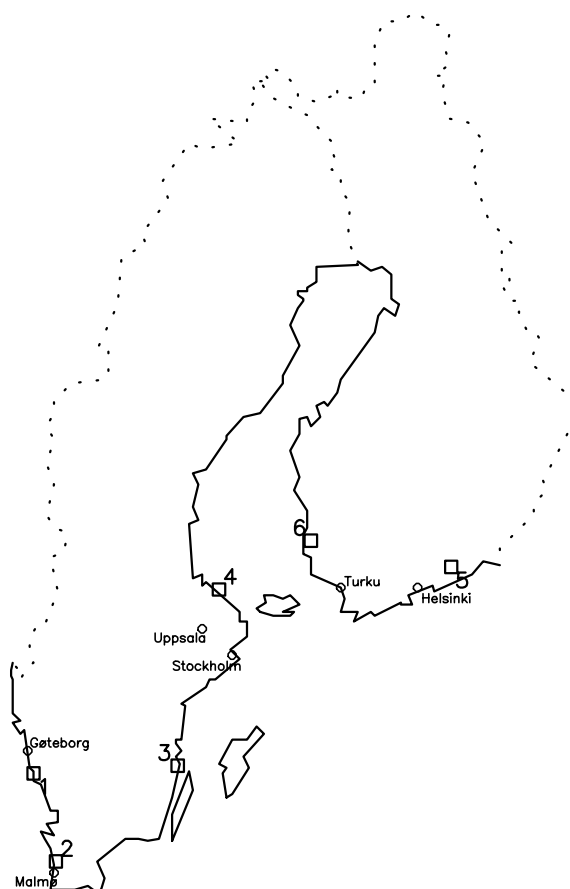
I Frankrig blev transporterne af uranbrændsel genoptaget efter 10 ugers forløb. I Tyskland var der efter 6 måneder stadig ikke taget stilling til en genoptagelse, og i Storbritannien har transporterne ikke på noget tidspunkt været stoppet.

Hændelser i forbindelse med transport af uranbrændsel har hidtil ikke været omfattet af INES systemet. Men ved næste revision af systemet, der er under forberedelse, forventes transportområdet inddraget.

5 Barsebäck-anlægget og andre svenske kernekraftværker

I Sverige findes 12 kernekraftenheder fordelt på 4 værker: Barsebäck-værket i Skåne med 2 enheder af kogendevandsreaktortypen (BWR), Oscarshamn-værket i Østsmåland med 3 enheder af typen BWR, Ringhals-værket i Västergötaland med 1 enhed af typen BWR og 3 enheder af trykvandsreaktortypen (PWR) og endelig Forsmark-værket nord for Stockholm med 3 enheder af typen BWR. Den samlede installerede elektriske effekt for de 12 enheder er 10.000 MW. Placeringen af værkerne fremgår af Figur 5.1.

Kogendevandsreaktorerne er alle leveret af ABB Atom (tidligere Asea Atom), mens trykvandsreaktorerne er leveret af det amerikanske firma Westinghouse.



No.	Navn	Ant. enh.	MWe.
1	Ringhals	4	3700
2	Barsebäck	2	1230
3	Oskarshamn	3	2300
4	Forsmark	3	3208
5	Loviisa	2	930
6	Olkiluoto	2	1470

Kernkraftværker i

SVERIGE—FINLAND

Figur 5.1. Kernkraftværker i Sverige - Finland.

5.1 Barsebäck-værket

Barsebäck-værket, der ligger ca. 25 km øst for København, producerer 9 mia. kWh årligt. Produktionsprisen for en kWh fra værket er ca. 18 øre, heri medregnes 2,5 øre, der henlægges til håndtering af affaldet i fremtiden og til nedrivning af værket, når det er udtjent. Barsebäck Krafts 2 BWR enheder, hver på 615 MWe, blev taget i brug i henholdsvis 1975 og 1977.

Driften af Barsebäck 1 skulle egentlig være standset den 1. juli 1998 i henhold til en regeringsbeslutning fra februar 1998, se afsnit 5.5. Værket ankede

imidlertid afgørelsen til Regeringsretten, Sveriges højeste forvaltningsdomstol, som i maj besluttede, at denne anke skulle have opsættende virkning, således at en eventuel lukning først kunne finde sted, når den juridiske behandling var afsluttet. Enhed 1 kørte derfor videre også efter den 1. juli.

Den årlige revisionsnedlukning blev indledt den 8 juli for at skifte brændsel og udføre vedligehold på anlægget. Kort tid forinden, den 13. juni, var der indtruffet en hændelse, der havde ført til en utilsigtet udledning af lavaktivt spildevand til en beholder for ferskvand. Hændelsen blev karakteriseret som klasse 1 på INES-skalaen, og de svenske nukleare myndigheder (SKI) bedømte hændelsen som værende af lille sikkerhedsmæssig betydning, men den var et bevis på mangler i de administrative rutiner.

Af store arbejder, der blev udført under revisionen, kan nævnes udskiftning af kabelgennemføringer i reaktorindeslutningen samt ændring af strømforsyningen til køling af rum, hvori der befinder sig udstyr af sikkerhedsmæssig betydning. Sidstnævnte ændring er et resultat fra en netop gennemført sikkerhedsanalyse. Med 1 uges forsinkelse blev enheden startet igen den 21. august.

Driften af blok 2 har været stabil frem til revisionen den 9. september, kun afbrudt af en fejlfungerende ventil på en dampledning. De planlagte vedligeholdelsesarbejder omfattede bl.a. installering af et nyt turbine-reguleringssystem.

Opstarten fandt sted den 24. oktober - to uger senere end planlagt - p.g.a. problemer med ventiljusteringer.

Det skærpede tilsyn som SKI, Statens Kärnkraftinspektion, indledte i 1996 med baggrund i de mange MTO-relaterede hændelser, blev afsluttet med udgangen af 1997 efter to års tilfredsstillende resultater. MTO betyder samspillet mellem Menneske, Teknik og Organisation.

Regeringens beslutning i februar 1998 om at lukke Barsebäck 1 har dog efterfølgende fået SKI til at udvide tilsynet med værket. Udover foredrag, gennemgang af dokumenter og normal inspektionsvirksomhed har SKI interviewet en del ansatte på værket. Interview'ene fokuserede på den varslede nedlukningsindflydelse på arbejdsklimaet, herunder selskabets information samt personalets engagement og tillid til fremtiden. Udfra dette har SKI konkluderet, at personalet føler sig motiveret til at gøre et godt stykke arbejde, trods den usikre fremtid.

Den femårige ansættelsesgaranti, som Sydkraft har givet personalet, har også øget trygheden, og SKI konstaterer, at personalet har tillid til ledelsen på værket. SKI mener også, at ledelsen har været ærlig omkring informationen til personalet, hvilket har stor betydning for at mindske uro og stress.

5.2 Forsmark-værket

Forsmark-værket ligger ca. 100 km nord for Stockholm og består af tre BWR-enheder. Enhed 1 og 2, begge på 1000 MWe, blev taget i brug i 1981, mens enhed 3 på 1200 MWe blev sat i drift i 1985.

Revision på Forsmark 1 blev indledt i begyndelsen af september. Driften indtil da havde været præget af en del forstyrrelser. Således var der i januar blevet udløst en automatisk nedlukning som følge af for højt vandniveau i en højtryksforvarmer, ligesom en kontrolstav havde sat sig fast. I juli blev det automatiske nedlukningssystem igen aktiveret, denne gang som følge af, at en manøvreknap i kontrolrummet havde sat sig fast. Under revisionen blev kølesystemet til generatoren fornyet, da fejl i dette system havde medført en række mindre driftsforstyrrelser.

Driften af Forsmark 2 har været stabil frem til revisionen den 22. juni. I forbindelse med montering af et nyt elkabel i begyndelsen af året var man dog ude for en lidt speciel hændelse. Man kom til at klippe et forkert elkabel over, hvorved samtlige kontrolstave begyndte at køre langsomt ind i reaktoren, og der blev udløst en hurtignedlukning. Revisionsperioden var kun på 18 dage, så der blev ikke udført større reparationsarbejder. Udover de normale afprøvningsprocedurer, som bliver gennemført under en revision, blev der foretaget en undersøgelse af pakningen mellem indeslutningskupolen og ställineren i indeslutningen med henblik på at konstatere eventuelle revner. Man fandt dog ingen tegn på revnedannelser. Tidligere havde man på Forsmark 1 konstateret revner i denne pakning, hvorfor man ikke kunne opretholde det krævede undertryk i reaktorindeslutningen.

Forsmark 3's revisionsperiode var også kort, kun tre uger. Driften havde indtil da havde været stabil. Ligesom ved Forsmark 2 blev pakningen mellem indeslutningskupolen og ställineren undersøgt for revner. Man fandt ingen egentlige revner, hvorimod man konstaterede, at et hulrum mellem den nedre kupolflange og betonindeslutningen var delvist vandfyldt. Nærmere undersøgelser viste, at det drejede sig om vand, der var trængt ind fra bassinet over kupolen.

5.3 Oskarshamn-værket

Oskarshamn-værket ligger ca. 50 km nord for Kalmar. Dets 3 BWR enheder på 465 MWe, 630 MWe og 1205 MWe blev taget i brug i henholdsvis 1972, 1975 og 1985.

Enhed nr. 1, som er Sveriges ældste kernekraftværk, har i 1998 haft en meget lang revisionsnedlukning, nemlig fra 24. april til 9. november, 4 måneder længere end planlagt. Årsagen var problemer i forbindelse med udskiftning af moderatortanken og det tilhørende låg – en udskiftning, som var foranlediget af revner i låget, der var blevet konstateret i 1995. Det var især arbejdet med udtagning af den gamle moderatortank, der tog længere tid end beregnet. Det er anden gang i Verden, at en moderatortank udskiftes. Første udskiftning fandt sted tidligere på året i Japan på Fukushima I-3 enheden, som var nedlukket i 15 måneder af samme årsag.

Systemet til måling af vandniveauet i selve tryktanken er også blevet udskiftet ved den lange nedlukning.

Enhed 2 har kørt stabilt i den forløbne periode, og revisionen blev indledt den 17. august. Under revisionen opdagede man, at en ventil i systemet for resteffektkøling havde stået i en forkert stilling siden sidste års revision. Hændelsen blev klassificeret som klasse 0 på INES-skalaen. En ny probabilistisk sikkerhedsanalyse af enheden er indledt. Foreløbige resultater herfra tyder på, at nødstrømsforsyningen til enheden skal forbedres for at overholde de sikkerhedskrav, der stilles til anlæg, der bygges i dag. Generelt arbejdes der med et 5 års moderniseringsprogram for Barsebäck 1 og 2 samt Oskarshamn 2 og 3 enhederne, som er af samme generation, og som alle ejes af Sydkraft AB.

Oskarshamn 3 har også kørt stabilt, dog har der været problemer med nedblæsningsventiler, som lukker for langsomt. Revisionen startede den 5. juni. Under simulering af enhedens år-2000-skifte opdagede man, at fødevandsreguleringen ikke ville fungere korrekt ved overgang til det nye årtusinde. Testen var et led i det arbejde der foregår på alle kernekraftværker i Sverige med henblik på at analysere, om der er problemer ved år 2000 skiftet.

5.4 Ringhals-værket

Ringhals-værket ligger ca. 60 km syd for Göteborg og ca. 65 km øst for Læsø. Enhed nr. 1, en BWR på 825 MWe, blev taget i brug i 1976, enhed nr. 2, en PWR på 915 MWe, blev taget i brug i 1975, mens de 2 sidste PWR enheder, hver på 960 MWe, blev taget i brug i henholdsvis 1981 og 1983.

I begyndelsen af januar 1998 indtraf der en utilsigtet hurtignedlukning af Ringhals 1 p.g.a. fejlagtig aktivering af en vandniveaumåler i rummet, hvor fødevandspumperne er placeret. Hændelsen indtraf under et reparationsarbejde i rummet og skyldtes en menneskelig fejl.

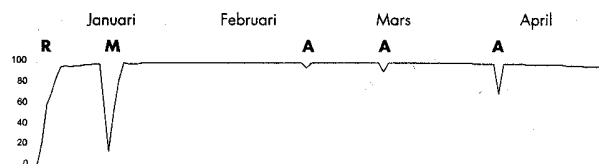
Enheden blev lukket ned den 23. juli for det årlige brændselsskift og vedligehold. Der var ikke planlagt store reparationsarbejder, men under revisionen opdagede man, at flere af de stålkabler, som fastholder damp-separatorerne var revet over. Dette bevirkede, at revisionsperioden, som var planlagt til 3 uger blev på 6 uger.

Ringhals 2 blev nedlukket for revision den 7. maj. Nedlukningen påbegyndtes tidligere end planlagt, idet det automatiske hurtignedlukningssystem blev aktiveret af vibrationer i det ene af de to turbineagregater. Den 10. juni startede man op igen, og enheden har siden kørt stabilt kun afbrudt af et kortvarigt stop af det ene turbineagregat.

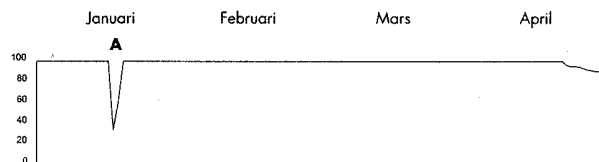
Ved Ringhals 3 blev det ene turbineanlæg kortvarigt sat ud af drift i begyndelsen af februar. Herved kører reaktoren automatisk ned på halv effekt. Årsagen til turbinebortkoblingen var menneskelig fejlhåndtering. To dage efter indtraf en automatisk nedlukning af anlægget, som følge af en utilsigtet lukning af en fødevandsventil, der var forårsaget af en fejl i spændingsforsyningen til ventilen. Ringhals 3 blev nedlukket for revision den 11. juni. I 1995 var damp-generatorerne på enhed 3 blevet skiftet, og siden har man haft svingninger i dampledningerne fra generatorerne. For at hindre disse svingninger installerede man under revisionen strømningsbegrænsere i dampgeneratorerne. Siden opstarten den 7. juli har enheden kørt stabilt.

Ringhals 4 har kørt stabilt frem til revisionen den 21. august. Der var ikke planlagt store reparationsarbejder under revisionen, så den blev ganske kort – godt 3 uger.

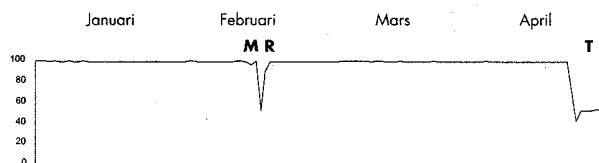
Figur 5.2 viser middeleffekten for de fire Ringhalsenheder for årets første otte måneder. Af kurverne kan man se de ovenfor omtalte hændelser markeret med A: Planlagt driftstop eller effektsænkning, M: Menneskelig fejl, R: Reaktorforstyrrelse og T: Turbinestop. Det fremgår af figuren, at de første fire måneder er præget af stabil drift for alle fire enheder. Efter 1. maj begynder revisionen at være synlig, og det er karakteristisk, at i det meste af juli måned, hvor el-behovet er lavt, kører enhed 2, 3 og 4 kun ved halv effekt, med det ene turbineagregat frakoblet.



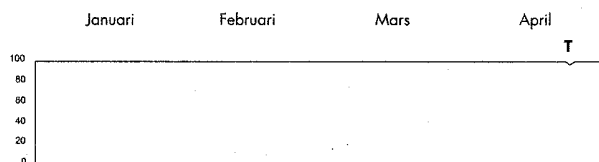
Ringhals 1



Ringhals 2

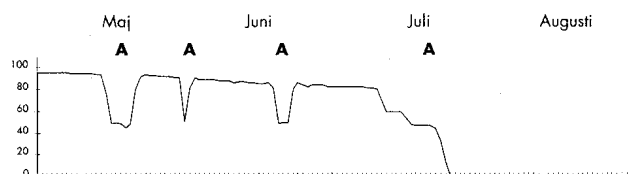


Ringhals 3

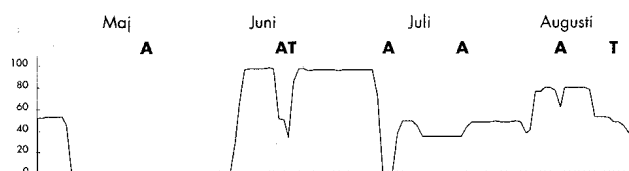


Ringhals 4

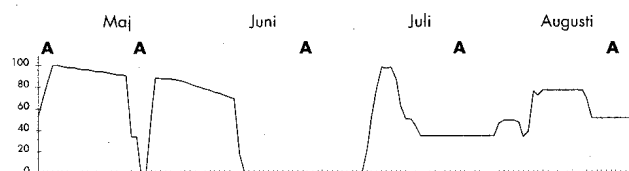
A: Planlagt driftstop eller effektsænkning
M: Menneskelig fejl
R: Reaktorforstyrrelse
T: Turbinestop



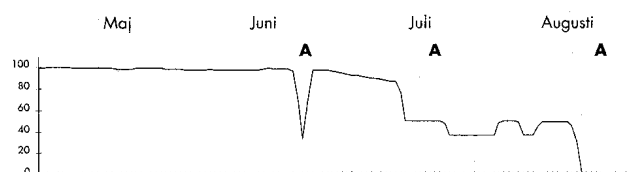
Ringhals 1



Ringhals 2



Ringhals 3



Ringhals 4

Figur 5.2. Middeleffekter for de 4 Ringhalsenheder i perioden 1/1-31/8-98

5.5 Svensk kernekraft og fremtiden

I begyndelsen af 1996 nedsatte den svenske regering en gruppe, bestående af repræsentanter fra samtlige partier i den svenske rigsdag, med det formål at udarbejde en detaljeret tidsplan for afviklingen af kernekraften på baggrund af Energikommissionens redegørelse. Planen skulle være færdig den 12. december 1996.

Folkepartiet og Moderaterne forlod forhandlingerne i november 1996. De ønskede ikke at lægge sig fast på nogen bestemt dato for start af afviklingen af kernekraften, hvilket forhandlingslederen, den socialdemokratiske minister for handel og industri, Anders Sundström, anså for en betingelse for at deltage i de afsluttende forhandlinger.

I februar 1997 indgik Socialdemokratiet, Centerpartiet og Vänsterpartiet en aftale om at lukke den ene Barsebäck-reaktor inden 1. juli 1998 og den anden inden 1. juli 2001.

Den 10. juni 1997 blev denne energipolitiske beslutning vedtaget af Den svenske Rigsdag, og den 18. december 1997 blev den tilhørende lovgivning fremsat og vedtaget. Den nye lov indebærer, at den svenske regering kan ekspropriere og lukke kernekraftværker uden at henvise til sikkerhedsmæssige årsager. Ejerne har dog krav på erstatning.

Hensigten med loven siges bl.a. at være, at den skal bidrage til en økonomisk bæredygtig energiforsyning, der er bygget på vedvarende energikilder.

Den 5. februar besluttede den svenske regering at inddrage driftstilladelsen for Barsebäck 1 fra og med den 1. juli 1998. Denne afgørelse ankede Sydkraft straks til Regeringsretten, Sveriges højeste forvaltningsdomstol, ligesom man anmeldte sagen til EU-kommissionen med henvisning til brud på EU's konkurrenceregler. Sidstnævnte med henvisning til, at ved lukning af Barsebäck 1 svækkes Sydkrafts konkurrenceevne, ligesom der sker en forstærkning af den svenske stats i forvejen dominerende rolle på el-markedet.

Den 14. maj 1998 besluttede Regeringsretten, at Sydkrafts anke skulle have opsættende virkning, indtil der var fundet en juridisk afgørelse. Dermed kører Barsebäckværket videre som hidtil.

Den seneste drejning, sagen har taget, er, at Regeringsretten den 22. december 1998 har udskudt den juridiske afgørelse om lukning af værket i ca. 2 måneder – en afgørelse var ellers blevet stillet i udsigt inden udgangen af 1998. Hvis Regeringsretten vælger at henvise sagen til EU-domstolen, kan det vare 2 til 3 år, inden der kommer en afslutning på sagen.

Endelig kan Sydkraft vælge at appellere afgørelsen til Europa Rådet. Det er imidlertid ikke sikkert, at denne appel vil have opsættende virkning.

Sideløbende med Regeringsrettens behandling af sagen har der været ført forhandlinger mellem Sydkraft og den svenske regering angående økonomiske erstatninger ved en eventuel lukning. Disse forhandlinger er nu blevet indstillet efter, at Regeringsrettens afgørelse er blevet udskudt, og vil først blive genoptaget, når der foreligger en afgørelse.

6 Udviklingen i Østeuropa med hensyn til reaktorsikkerhed

6.1 Tjernobyl-reaktoren

Som omtalt i International kernekraftstatus 1997 indgik G7-landene og Ukraine i december 1995 et Memorandum of Understanding (MoU), ifølge hvilket alle Tjernobyl-reaktorer skal lukkes senest i år 2000, mod at Vesten til gengæld yder økonomisk støtte til at løse problemerne omkring den ødelagte reaktor-4, og at Vesten gennem lån muliggør færdiggørelsen af to enheder af trykvandstypen, Rovno-4 og Khmelnitski-2, til erstatning for Tjernobyl-værket.

Hvad angår løsning af problemerne ved den ødelagte Tjernobyl-4-reaktor, herunder især problemerne med sarkofagen omkring den ødelagte reaktor, så er arbejdet indledt, men kun ca. halvdelen af de nødvendige midler er blevet tilvejebragt. Med hensyn til de lån fra vesten, som skal muliggøre færdiggørelsen af Rovno-4 og Khmelnitski-2, er disse endnu ikke bevilget.

Dette har medført, at man fra ukrainsk side har fremført, at hvis Vesten ikke opfylder sin del af det indgåede MoU, er Ukraine ikke indstillet på at lukke Tjernobyl-værket i år 2000.

6.2 Andre RBMK-reaktorer

Den vandkølede grafitmodererede kanaltypereaktor af russisk design, RBMK (Reactor Bolshoj Moshnost'i Kanal'nogo = Reaktor Stor Effekt Kanaltype), findes i Rusland, Ukraine og Litauen. Tabel 6.1 viser enhederne, deres placering og afstand til Danmark.

Tabel 6.1. RBMK-værker.

Værk	Antal enheder	Land	Afstand til DK
Leningrad	4	Rusland	1050 km
Kursk	4	Rusland	1450 km
Smolensk	3	Rusland	1100 km
Tjernobyl	1 ^{*)}	Ukraine	1100 km
Ignalina	2	Litauen	700 km

**) Tjernobyl-1 har standset driften pr. 30 november 1996 i følge G7-aftalen fra april samme år. Tjernobyl-2 har været nedlukket siden oktober 1991 p.g.a. en turbinebrand. Tjernobyl-3 er i drift, mens Tjernobyl-4 blev ødelagt ved katastrofen i 1986.*

Så vidt vides findes der ikke i Rusland, hvor der er 11 RBMK-enheder i drift, planer om udbygning af kernekraften med nye RBMK-reaktorer. Dog har Kursk 5, en RBMK-1000 enhed, stået 90 % færdigbygget siden 1990, men dårlig økonomi og modstand fra befolkningsgrupper har hidtil afholdt russerne fra at færdiggøre enheden.

I efteråret 1998 bekræftede den russiske regering imidlertid, at Kursk 5 vil blive færdigbygget uden dog at sætte nogen dato for opstarten.

Et russisk forslag til en ny og mere avanceret RBMK-reaktor, MKER800 på 800 MWe, som skulle leve op til de internationale sikkerhedskrav med hensyn til reaktorindeslutning, nødkøleanlæg, separation af udstyr o.s.v. er indtil videre lagt på is - mest af politiske grunde.

Selvom der ikke planlægges nye RBMK-reaktorer, gøres der meget for at forbedre egenskaberne hos de eksisterende. Det amerikanske firma Westinghouse er således gået sammen med russiske og ukrainske firmaer med det formål, at overføre den såkaldte SPDS teknik, Safety Parameter Display System, fra amerikanske reaktorer til RBMK-reaktorer. Formålet med SPDS er at hjælpe reaktoroperatøren med hurtigt at detektere driftsforstyrrelser ved i kontrolrummet at indføre visning af vigtige sikkerhedsparametre. RBMK reaktorer har fra starten været forsynet med display af enkelte sikkerhedsparametre, men på grund af meget langsom databehandling har der eksisteret en forsinkelse i visningen på ca. 20 minutter. SPDS systemet kan bearbejde måledata fra reaktorparametre meget hurtigt og advare operatøren om mulige problemer med anlægget på så tidligt et tidspunkt, at han kan nå at gribe ind og undgå alvorlige hændelser.

SPDS systemet er foreløbig installeret på Kursk 2 og er ved at blive installeret på Leningrad 4 og Tjernobyl 3. Med tiden vil det formentlig blive implementeret på alle RBMK enheder.

6.3 VVER-reaktorer

VVER-reaktoren er den sovjetiske udgave af trykvandsreaktoren. Den findes i to størrelser med en elektrisk effekt på henholdsvis 440 MWe og 1000 MWe. For tiden er der 28 VVER-440-reaktorer og 20 VVER-1000-reaktorer i drift. De fordeler sig således:

Tabel 6.2. VVER-værker

Land	VVER-440	VVER-1000
Rusland	6	7
Ukraine	2	11
Finland	2	
Tjekkiet	4	
Slovakiet	5	
Ungarn	4	
Bulgarien	4	2
Armenien	1	

Der er adskillige under bygning: 2 VVER-1000 i Tjekkiet, 3 VVER-440 i Slovakiet, 5 VVER-1000 i Ukraine og 8 VVER-1000 i Rusland. På en del af disse er byggeriet dog ikke kommet ret langt eller ligger stille.

VVER-440

VVER-440 reaktoren er forsynet med 6 kølekredsløb med hver sin vandrette dampgenerator. Hvert af kredsløbene har to afspærringsventiler, der under

nogle uheldsforløb kan hindre tab af kølemiddel. Primærsystemet indeholder p.g.a. de seks kredsløb en stor vandmængde, ca. 225 m³, og den termiske belastning af brændselsstavene er lav, i middel 12-13 kW/m. Disse to forhold bidrager positivt til reaktorsikkerheden. Trykket i reaktortanken er ca. 125 bar, og kølemidlets maksimale temperatur er ca. 300 °C.

VVER-440-typen opdeles normalt i en første generation, VVER-440/230, og en anden generation, VVER-440/213.

Sikkerheden ved de to typer adskiller sig i det væsentlige ved følgende forhold:

- I en VVER-440/213 har reaktortanken en indvendig beklædning af poleret, rustfrit stål, 8-10 mm tyk. Model 230 mangler denne beklædning.
- Model 230 har intet egentligt nødkølesystem, men 6 pumper i to grupper kan hver yde 10-15 liter borholdigt vand pr. sekund ved 125 bar. Model 230 har ingen lavtryksnødkøling. VVER-440/213 har tre højtryks- og tre lavtryks-pumper til nødkøling. Dertil kommer fire tryksatte lagertanke med borholdigt vand ved 60 bar. Nødkølekapaciteten siges at være tilstrækkelig til at klare et guillotinebrud på primærkredsens 500 mm rør.
- VVER-440/230 har ikke reaktorindeslutning i vestlig forstand. Bygningen omkring primærsystemet og dampgeneratorerne har ganske vist tykke vægge, som er gjort lufttætte med en 6 mm tyk beklædning af stål, men rumfanget er ikke ret stort, og det tilladelige overtryk er kun 1 bar. Model 213 har et større indeslutningsrumfang, ca. 40.000 m³, fordi der er tilføjet et boblekondenseringstårn på 25.000 m³. I tårnet kondenseres dampen, når den passerer opad gennem nogle vandfyldte bakker. Det store rumfang og dampkondensationen skulle give en betragtelig trykaflastning.
- Bestrålingen af tankvæggen med hurtige neutroner er relativt kraftig. Dette kan svække svejsesømmene i reaktortanken (de kan blive skøre), især en, der sidder ud for kernen. Skørheden kan mindskes ved udglødning, hvor en halvanden meter bred zone af reaktortanken, i højde med kernen, opvarmes til mere end 475°C i 100 timer.

VVER-1000

VVER-1000 minder mere om vestlige trykvandsreaktorer. Der er fire vandrette dampgeneratorer og en turbogenerator på 1000 MWe. VVER-1000 har en regulær reaktorindeslutning, der kan tåle ca. 4 bar overtryk. Bortset fra de første fem VVER-1000 er afspærringsventilerne i primærsystemet udeladt.

I Vesten er der langt færre betænkeligheder ved VVER-1000 end ved VVER-440, bl.a. fordi reaktoren kan tåle et brud på det største kølemiddelrør under totalt bortfald af ekstern strømforsyning, og fordi VVER-1000 har reaktorindeslutning. En enkelt svaghed er dog de "kolde" manifolde i damp-generatorerne, som er tilbøjelige til at revne, fordi de er lavet af perlit i stedet for af rustfrit stål (som i VVER-440).

En avanceret version af VVER-1000 (kaldet VVER-91) er udviklet i samarbejde med IVO, der ejer de to finske VVER-440 reaktorer. VVER-91 har dobbelt reaktorindeslutning i lighed med VVER-640 (se nedenfor), men den indre "skal" er her af forspændt beton. Endvidere er der lagt vægt på at opnå fuldstændig uafhængighed (herunder fysisk adskillelse) mellem sikkerhedssystemerne. Indtil videre synes VVER-91 mest at være beregnet til eksport.

VVER-640

VVER-640 er en nyudviklet reaktortype. Den første af disse er under bygning i Sosnovy Bor vest for Sankt Petersborg. VVER-640 har fire vandrette dampgeneratorer og en turbogenerator på 640 MWe. Tryktanken er lige så stor som VVER-1000's tryktank. Da effekten er lavere, er der relativt mere vand til rådighed i tilfælde af uheld. Den lavere effekt betyder også, at neutronstrålingen på tryktankens væg bliver lavere. Derfor regnes der med, at tryktanken har en levetid på 60 år.

VVER-640 vil som den første russiske reaktor få en dobbelt reaktorindeslutning. Den indre væg bliver en stålcylander med halvkugleformet kuppel, den ydre bliver af forspændt beton. Det samme princip er anvendt på mange vestlige trykvandsreaktorer, bl.a. de tyske.

6.4 Skibsreaktorer

Sammenlignet med statusrapporten for 1997 er der ikke sket de store ændringer i situationen omkring ophugning af nukleare flådefartøjer.

Hvad USA angår, eksisterer der en gennemprøvet procedure for ophugning af de gamle, amerikanske ubåde med nuklear fremdrivning og deponering af reaktordelen. Det eneste problem synes at være, at man i USA ikke har faciliteter til slutdeponering af de udbrændte brændselselementer fra ubådene. Men det er et generelt problem, som gælder for alle amerikanske reaktorer. Tidligere foretog man kemisk oparbejdning af brændslet, hvorunder man adskilte det berigede resturan fra de under driften dannede fissionsprodukter. Resturanet kunne så genanvendes, mens fissionsprodukterne, der udgør det højaktive affald, skulle anbringes i et geologisk slutdeponi. Man er imidlertid nu gået bort fra oparbejdning og vil i stedet slutdeponere de brugte brændselselementer direkte, men savner det nødvendige deponi.

Også i Storbritannien og Frankrig er ophugningsproceduren klar, men her mangler man ikke alene deponier for det brugte brændsel, men også for det lav- og mellemaktive affald, som er tilbage i ubådenes reaktorer, når brændslet er fjernet fra disse. Problemerne med deponier for det radioaktive affald er ikke så meget tekniske som politiske.

I Rusland, som har det største antal gamle, nukleare undervandsbåde til ophugning, er det store problem at skaffe økonomiske ressourcer til ophugningen. Det ser ud til, at man fra amerikansk side vil støtte ophugning af de gamle russiske missilubåde, men de udgør kun en del af den russiske, nukleare flåde, og hvor stor støtten bliver, er ikke klart.

Russerne står over for en række problemer. For det første mangler der faciliteter til oplagring af det udbrændte brændsel fra de gamle ubåde, og disse henligger derfor med brændsel i reaktorerne. Der har været vestlige forslag om at hjælpe Rusland med udvikling af opbevaringsbeholdere til det udbrændte brændsel, men problemet er ikke manglende russisk ekspertise til at lave sådanne beholdere, men økonomiske ressourcer til at fremstille disse i tilstrækkeligt antal.

For det andet mangler der transportbeholdere til transport af det bestrålede brændsel til det kemiske oparbejdningsanlæg ved Majak syd for Ural, ligesom der formentlig også mangler økonomiske midler til at få oparbejdningen foretaget.

For det tredje ligger det heller ikke klart, hvad man vil gøre med reaktordelen af ubådene, når de er blevet hugget op. Der har været mange forslag fremme, men der er ikke truffet nogen beslutning, formentlig fordi en realistisk beslut-

ning må bakkes op af bevillinger. Man har ikke i dag rådighed over geologiske deponier nær de russiske værfter, hvor ubådene skal hugges op.

For det fjerde har den russiske flåde nogle ubåde, som indeholder reaktorer med brændsel, der er beskadiget i forbindelse med uheld, og som derfor ikke kan tages ud. Disse ubåde repræsenterer et særligt problem.

Det ser ud til, at ophugningen af ubådenes reaktorsektion vil blive overladt til det videnskabelige institut, Kurchatov-instituttet i Moskva, der har konstrueret reaktorerne, men dette vil ikke i sig selv løse problemerne, så længe de nødvendige midler ikke er til rådighed.

Det skal også nævnes, at et NATO-Cooperation Partner-projekt, hvori der var russisk deltagelse, synes at have bidraget til, at russerne har revideret deres sikkerhedsprocedurer i forbindelse med de oplagte ubåde, hvorved risikoen for uheld skulle være væsentlig reduceret.

6.5 Atomberedskabet og det danske øststøtteprogram

Danmark iværksatte sin første atomberedskabsplan i 1975 samtidig med, at Barsebäck-kernekraftværket blev sat i drift. Planen dækkede Hovedstadsområdet og var specielt beregnet til at imødegå en evt. ulykke på Barsebäck. Under Tjernobylulykken i 1986 blev principperne i Barsebäckplanen anvendt ad hoc i hele Danmark, og de fungerede acceptabelt, men ulykken viste, at der var behov for en revision af atomberedskabet.

Tjernobylulykkens betydning for Europa

Tjernobylulykken havde utvivlsomt en meget stor betydning for den nærmest revolutionerende udvikling, som Europa gennemgik i årene derefter. Tiden omkring selve ulykken var fortsat domineret af det lukkede samfund, som prægede Sovjetunionen ikke blot udadtil, men også indadtil. Ulykken banede vejen for glasnost-begrebet, som hurtigt førte til opbrydningen af Sovjetunionen, Tysklands genforening og jerntæppets fald. Ulykken og de åbne informationsveje gjorde Vesten bevidst om de mange sikkerhedsmæssige og miljømæssige problemer, der var knyttet til Sovjetunionens industri og ressourceforbrug, herunder ikke mindst den nukleare industri. Åbenheden gjorde det samtidig muligt for Vesten at yde assistance, og massive hjælpeprogrammer blev iværksat blandt andet med henblik på at afhjælpe de værste sikkerhedsproblemer ved kernekraftværkerne.

For den vestlige kernekraftindustri havde Tjernobylulykken ikke den store tekniske betydning først og fremmest, fordi de sikkerhedsmæssige problemer, der var knyttet til Tjernobylreaktoren, ikke var relevante for vestlige kernekraftværker. Ulykken viste imidlertid, at det var berettiget med et atomberedskab, også over for ulykker på fjerntliggende anlæg. Dette førte til, at mange lande forbedrede deres atomberedskab samtidig, med at det internationale samarbejde blev forøget. Således trådte en ny international konvention om tidlig varsling af nukleare uheld i kraft den 27. oktober 1986, et halvt år efter ulykken.

Det ændrede trusselsbillede

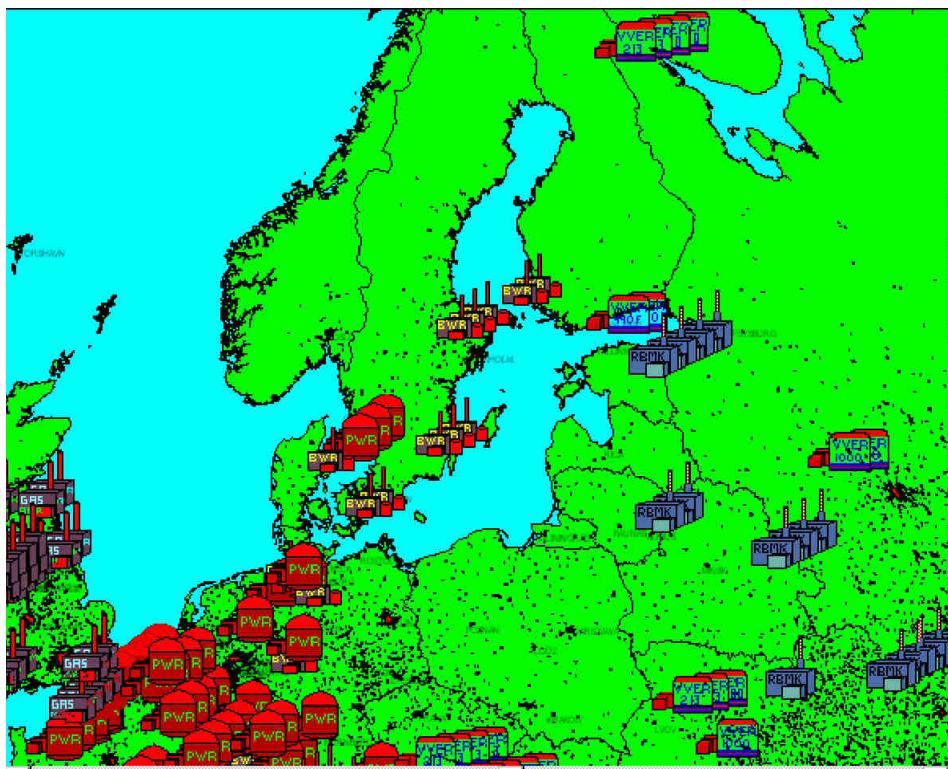
Tjernobylulykken bekræftede, at de sikkerhedsmæssige problemer ved kernekraftværker især er knyttet til sovjetisk konstruerede anlæg, der, sammenlignet

med anlæg i den vestlige verden, på flere områder er forældede. Dette gælder især med hensyn til gennemførelsen af en systematisk sikkerhedsstrategi. Det er imidlertid ikke sådan, at de sovjetisk konstruerede anlæg på alle områder er sikkerhedsmæssigt ringere end tilsvarende vestlige anlæg.

I Europa findes der ca. 220 kraftreaktorer i drift, og i princippet kan et havari på ethvert af disse kraftreaktoranlæg ved uheldige meteorologiske omstændigheder resultere i mærkbar radioaktiv forurening i Danmark. Risikoen for en betydelig forurening falder med afstanden til det nukleare anlæg.

De vestlige atomkraftværker, der ligger nær ved Østersøen, dvs. de svenske, finske og nordtyske anlæg, har effektive reaktorindeslutninger, der kan modstå et vist overtryk, og er yderligere forsynede med filtersystemer til trykafledning af reaktorindeslutningen ved kraftige trykstigninger.

Til gengæld er sikkerheden ved de østeuropæiske anlæg generelt ringe, og en miljømæssig trussel mod Østersølandene fra nukleare aktiviteter er derfor især knyttet til disse anlæg.



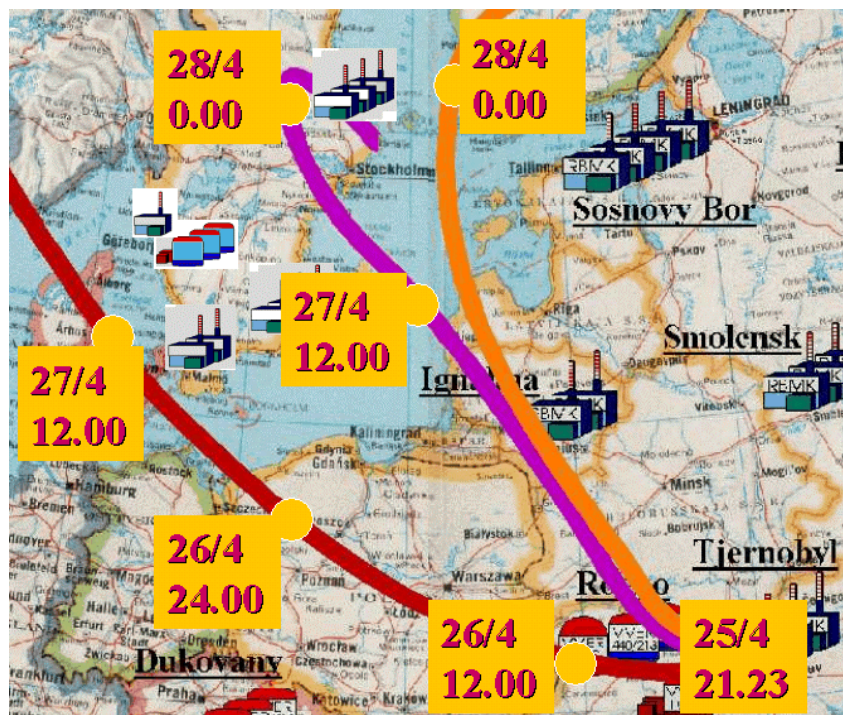
Figur 6.1. Kraftreaktorer i drift i nærheden af Østersøen.

Det danske atomberedskab

Varslingsmæssigt var Danmark ikke tilstrækkelig forberedt, da Tjernobylulykken indtraf. Der var ingen global varslingsaftale, som forpligtede Sovjetunionen til at informere om ulykken, og Danmark havde ikke noget varslingsmåleberedskab. Man vidste derfor ikke, at Danmark var blevet ramt af en af de første grene af forureningen fra ulykken (Figur 6.2). Danmark og verdenssamfundet i øvrigt blev først klar over ulykken, da der blev målt forhøjet radioaktivitet ved det svenske Forsmark-kernekraftværk ved Gävle nord for Stockholm.

Efter Tjernobylulykken intensiverede Danmark arbejdet med indgåelse af bilaterale varslings- og informationsaftaler med de omliggende kernekraftlande, og ved årsskiftet 1988/89 blev et avanceret automatisk målesystem, der kunne

skelne mellem naturlig og menneskeskabt radioaktivitet, sat i drift. I mellemtiden var atomberedskabet og det nukleare sikkerhedsområde blevet overflyttet fra Miljøstyrelsen til Beredskabsstyrelsen.



Figur 6.2. Spredningsveje for den første forurening fra Tjernobylulykken. Tiderne er angivet i GMT

Den første landsdækkende atomberedskabsplan for Danmark, med undtagelse af Færøerne og Grønland, blev offentliggjort i 1992. Samtidig gik Beredskabsstyrelsen i gang med at udvikle det såkaldte ARGOS NT beslutningsstøttesystem, der skulle bruges til at beregne prognoser for udbredelsen af forureningen ved en nuklear ulykke og at sammenholde disse med måleresultater. Endvidere startede udviklingen af et informationssystem, NUCINFO, til understøttelse af informationscentraler, hvor borgerne skal kunne få individuel information ved nukleare ulykker. Endelig blev udviklingen af et flybåret måleudstyr iværksat.

Det danske nukleare øststøtteprogram

I forbindelse med omlægning af den danske udviklingshjælp til Øst- og Centraleuropa blev der i 1994 indført såkaldte miljørelaterede sektorprogrammer under de relevante fagministerier. Oplægget hertil blev fremlagt i juni 1993 med rapporten "Danmarks internationale indsats" fra et tværministerielt udvalg.

I 1994 var der i alt reserveret 100 mio. kr til sådanne programmer, hvoraf Indenrigsministeriet fik tildelt 15 mio. kr til et hjælpeprogram på det nukleare område omfattende nuklear sikkerhed, strålingsbeskyttelse og atomberedskab. Siden er der bevilget ca. 15 mio. kr årligt til det nukleare program, som administreres af Beredskabsstyrelsen.

Indsatsen har især været lagt på beredskabsområdet, hvor det tilstræbes at opbygge atomberedskaber i de tre baltiske lande, Polen og Østersøegnene af Rusland. Et resultat af dette arbejde fremgår af Figur 6.3, der viser placeringen af avancerede målestationer, opstillet som led i det danske program. Disse måle-

stationer udgør hjørnestenene i en kommende regional aftale om daglig udveksling af måledata.



Figur 6.3. Kort over placeringen af automatiske varslings målestationer opstillet gennem det danske øststøtteprogram

I samarbejde med Rotary i Danmark er der som led i øststøtteprogrammet leveret målebiler til de baltiske lande. Effektiviteten af disse biler blev for nylig demonstreret ved en rutinemæssig testkørsel i Riga. Under kørslen gav udstyret pludselig signal om forhøjet radioaktivitet og man kunne pejle sig frem til en lille metalklump, der indeholdt radioaktivt Americium. Metalklumpen var kun et par centimeter i diameter, og eftersom den blev fundet i et boligkvarter, kunne den meget vel være havnet i et barns bukselomme.



Figur 6.4. Den radioaktive kilde er fundet og føres bort

Af andre programpunkter kan nævnes opstilling af udstyr til brug for et omegnsmåleprogram omkring Ignalina. Resultatet af dette program viser meget lave strålingsniveauer svarende til, at Ignalina har kørt uden væsentlige udslip igennem hele sin levetid. Af egentlige reaktorsikkerhedsmæssige foranstaltninger i det danske program kan nævnes etableringen af et brandbekæmpelsessystem på alle 4 reaktorer i Sosnovy Bor.

Det danske program er tæt koordineret med de øvrige nordiske landes bilaterale programmer og med den Europæiske Udviklingsbanks (EBRD) program, som Danmarks ligeledes bidrager til. Endvidere er der en tæt koordinering med EU's indsatser på beredskabsområdet. Et vigtigt organ i forbindelse med denne koordinering er Østersørådets nukleare arbejdsgruppe, som Beredskabsstyrelsen er repræsenteret i.

7 Udviklingstendenser i andre lande

7.1 Frankrig, Storbritannien, Tyskland

Frankrig

Frankrig har ved udgangen af 1998 59 reaktorer i drift med en samlet effekt på 65.500 MWe. Placeringen fremgår af Figur 7.1.

Den overvejende del af de franske reaktorer er af trykvandstypen, PWR. De er bygget af det statslige selskab, Framatome, i begyndelsen på licens fra Westinghouse, men senere mere og mere som rent franske konstruktioner. Enhedsstørrelsen har været stadig stigende. Man taler om 900 MWe, 1300 MWe og 1500 MWe serierne.

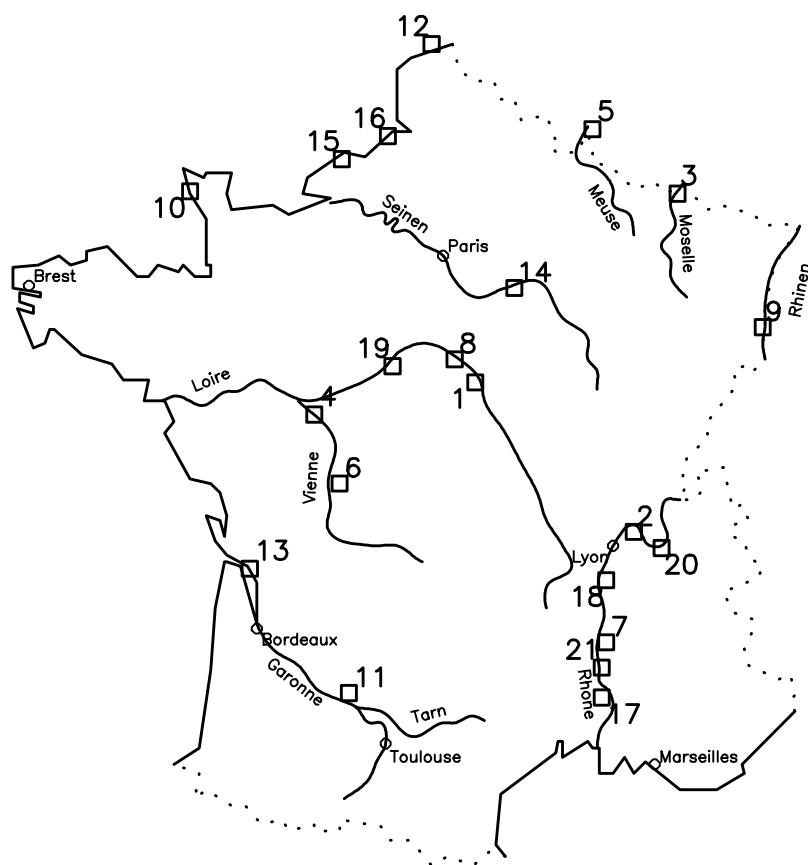
Driften af Frankrigs reaktorer varetages af det statslige selskab, Electricité de France (EdF). Den voldsomme udbygning med kernekraft i Frankrig har fundet sted uden større folkelig modstand og giver nu en billig elektricitetsforsyning med en betydelig eksport til nabolandene.

Med det tredje statslige selskab, COGEMA, til fremstilling af reaktorbrændsel og oparbejdning af brugt brændsel på anlægget i la Hague er den statslige kontrol af kernekraften i Frankrig total.

Hvad angår behandling af det brugte brændsel, satser Frankrig helt klart på oparbejdning/genbrugs-linien. Anlægget i la Hague oparbejder udbrændt brændsel, såvel Frankrigs eget som et stort antal udenlandske kunders. En ny brændselsfabrik, Melox de Marcule, fremstiller såkaldt MOX-brændsel (Mixed OXides), i hvilket det udvundne plutonium anvendes i stedet for beriget uran. MOX-brændsel benyttes nu i udstrakt grad i de franske reaktorer.

Bestræbelserne på at udnytte uranressourcerne bedre og nedbringe mængden af højaktivt affald har også medført en udvikling og bygning af hurtige reaktorer, Phenix og Superphenix. Phenix er Frankrigs ældste kraftreaktor (1973).

Superphenix (1200 MWe) har været nedlukket i flere år p.g.a. problemer i natriumkredsløbene, og er nu blevet beordret nedlukket permanent af den nye franske regering. Det har ikke skortet på protester, men nedlukningsordren må ses som en politisk indrømmelse til den grønne regeringspartner.



No.	Navn	Ant. enh.	MWe.
1	Belleville	2	2726
2	Bugey	4	3864
3	Cattenom	4	5448
4	Chinon	4	3778
5	Chooz	2	3032
6	Civeaux(C2 u.opf)	2	3032
7	Cruas	4	3754
8	Dampierre	4	3748
9	Fessenheim	2	1840
10	Flamanville	2	2764
11	Golfech	2	2726
12	Gravelines	6	5718
13	le Blayais	4	3804
14	Nogent	2	2726
15	Paluel	4	5528
16	Penly	2	2764
17	Phenix	1	250
18	St. Alban	2	2762
19	St. Laurent	2	1842
20	Superphenix	1	1242
21	Tricastin	4	3820

Kernkraftværker i FRANKRIG

Figur 7.1. Kernkraftværker i Frankrig.

Der har været forskellige problemer med de franske reaktorer i årets løb:

- I Flamanville 1 (1300 MWe) fandt man sidste år ved en rutineafprøvning en lidt for stor lækagehastighed fra reaktorindeslutningen (1,95% af volumenet pr. døgn mod det tilladte, 1,5%). Det menes, at fejlen skyldes den anvendte sandkvalitet i betonen. Der er nu også konstateret for stor utæthed i Flamanville 2, og begge indeslutninger reparerer nu ved at injicere et plastikmateriale i betonen.
- Frankrig har nu 3 af de store enheder på 1500 MWe i drift, men alle tre har været nedlukket det meste af året, fordi man opdagede revner i en rørbøjning i et af de kredsløb, der skal køle reaktoren under langtidsnedlukning. Revnerne blev opdaget på Civeaux 1 (der var en stor lækage med spild af ca. 300 m³ vand), og da man undersøgte de tilsvarende bøjninger på de andre reaktorer, viste det sig, at de også havde revner, om end de ikke lækkede endnu. Man har lavet en helt ny konstruktion af de pågældende kredsløb, og i hvert fald Chooz B1 er klar til at blive sat i drift igen.
- Et emne med stor pressebevågenhed har været opdagelsen af kontaminering af nogle jernbanevogne, der anvendtes til transport af brugt brændsel, såvel i Frankrig som i Tyskland. Det er ikke helt klart, hvordan kontamineringen er opstået, men man har nu rensset vognene og skærpet overvågningen, og transporterne ruller igen i Frankrig, mens Tyskland indtil videre har forbudt al transport af brugt brændsel. Tyskland har erklæret sig tilfreds med de franske forholdsregler.

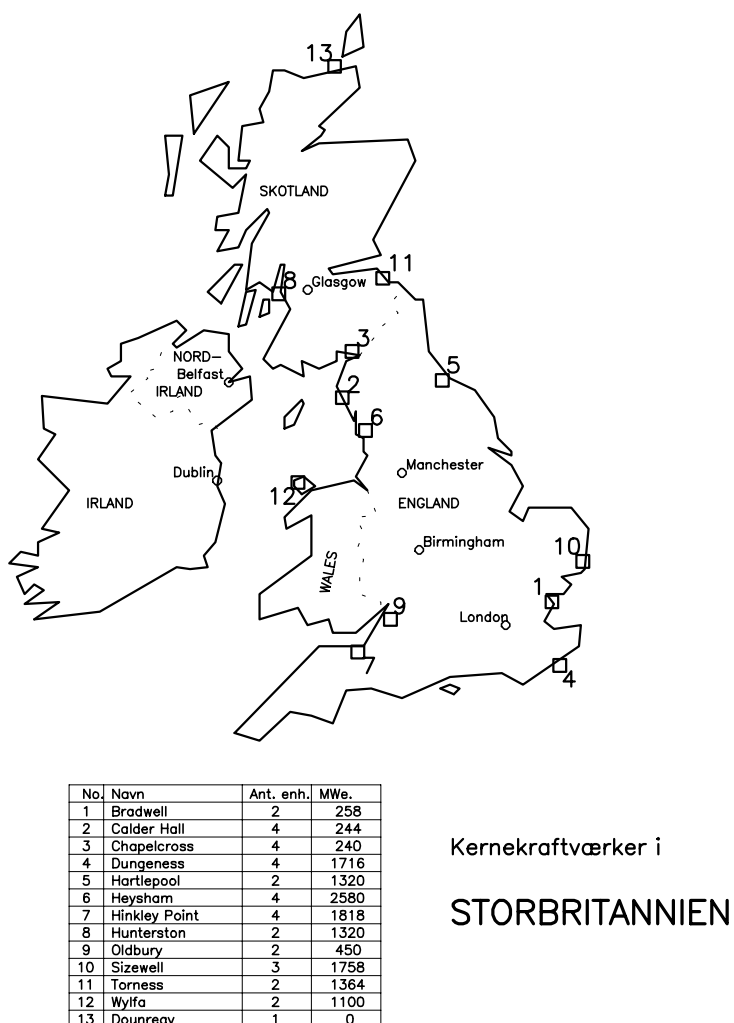
Storbritannien

Storbritannien har 35 kernekraftreaktorer i drift med en samlet effekt på 14.000 MWe. Beliggenheden af værkerne er vist i Figur 7.2.

Storbritannien var meget tidligt med i udviklingen af kernekraften. Det første kommercielle kernekraftværk, Calder Hall, var således britisk. Det blev taget i brug i 1956 og er stadig i drift.

Storbritannien har udviklet sin egen reaktortype, den gaskølede, grafit-modererede reaktor. De første af arten, Magnox-reaktorerne, har dette navn p.g.a. den legering, som bruges til indkapsling af uranstavene. Der er stadigvæk 20 Magnox-reaktorer i drift. De blev efterfulgt af AGR-typen (Advanced Gaseous-cooled Reactor), som i enhedsstørrelser af 660 MWe udgør den overvejende del af Storbritanniens nukleare kapacitet. Den fremtidige udbygning skal ske med trykvandsreaktorer (PWR) af eget design (en videreudvikling af Westinghouse-designet), og den første af arten, Sizewell B, blev sat i drift i begyndelsen af 1995. Den er en 1200 MWe PWR.

Driften af AGR-reaktorerne varetages af det privatiserede selskab, British Energy (BE). De gamle Magnox-reaktorer ejedes og blev drevet af staten gennem selskabet Magnox Electric (ME). ME og det ligeledes statsejede British Nuclear Fuels Limited (BNFL) er nu sammenlagt i et nyt selskab. Dette selskab har, sammen med et amerikansk selskab, Morrison Knudsen Corp. (MK), opkøbt Westinghouse' nukleare virksomhed i hele verden. Dette køb afslutter det påbegyndte samarbejde mellem BNFL og tyske Siemens.



Figur 7.2. Kernkraftværker i Storbritannien.

Tyskland

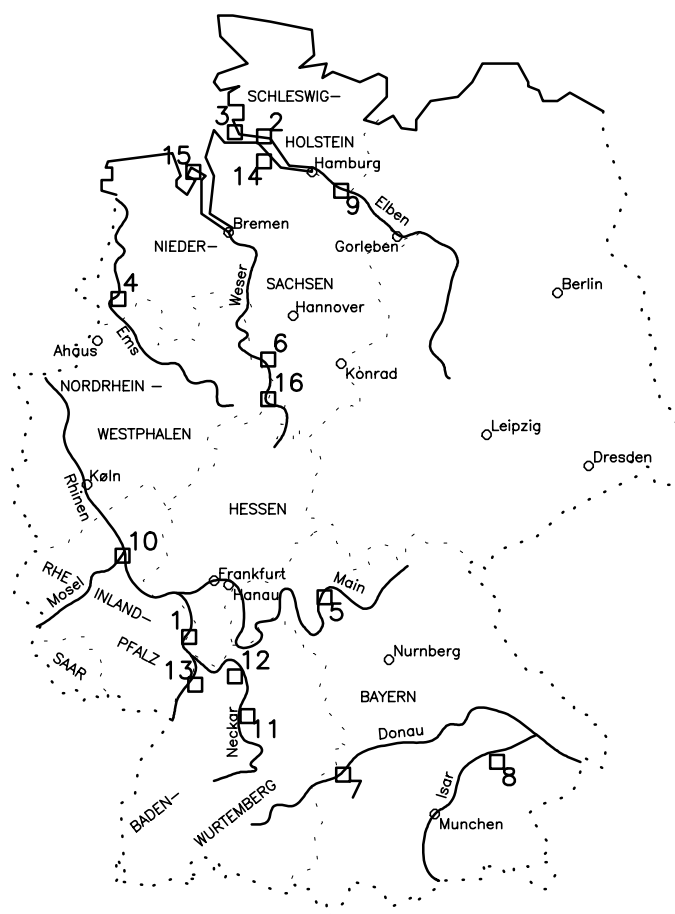
Tyskland har 21 kraftreaktorer med en samlet effekt på 24.000 MWe. (Se Figur 7.3.)

De tyske reaktorer er alle af Siemens/KWU fabrikat, på nær een (Mühlheim-Kärlich) af Babcock og Wilcox design, og man har en blanding af trykvandsreaktorer (PWR) og kogendevandsreaktorer (BWR).

Driften af reaktorerne varetages af private selskaber, ofte med kommunale partnere.

Kernkraftudviklingen i Tyskland har gennem de senere år været præget af forskellene i indstilling hos de to dominerende politiske partier, CDU og SPD.

CDU er kernekraftpositiv, mens SPD har en afvikling af kernekraften som sit erklærede mål. I de senere år har flere delstater været regeret af koalitioner af SPD og de Grønne, og dette har medført langvarige lukninger af flere kernekraftværker. I adskillige tilfælde har forbundsregeringen måttet gribe ind for at gøre en ende på delstatsministrenes krav om sikkerhedsmæssigt ubegrundede lukninger.



No.	Navn	Ant. enh.	MWe.
1	Biblis	2	2504
2	Brokdorf	1	1365
3	Brunsbüttel	1	806
4	Emmendingen	1	1314
5	Grafenrheinfeld	1	1320
6	Groschede	1	1394
7	Gundremmingen	2	2652
8	Isar	2	2117
9	Krömmel	1	1316
10	Müllheim-Karlich	1	1302
11	Neckar	2	2205
12	Obrigheim	1	357
13	Philippsburg	2	2249
14	Stade	1	672
15	Unterweser	1	1300
16	Würgassen	1	670

Kernkraftværker i
TYSKLAND

Figur 7.3. Kernkraftværker i Tyskland.

Ved valget til Forbundsdagen d. 27 september kom SPD og de Grønne til magten, og den nye regering har erklæret, at kernekraften skal afvikles, men der er tilsyneladende uenighed mellem de to partnere om tidsrammen. Det er dog besluttet, at indlede drøftelser med kraftværksejerne i januar 99 med henblik på at have en lovgivning parat omkring begyndelsen af år 2000.

Den nye regering vil også forbyde oparbejdning og transport af brugt brændsel, hvilket betyder, at værkerne skal opbevare alt brugt brændsel indtil endelig bestemmelse om dets videre skæbne er vedtaget. Beslutningen har i øvrigt medført protester fra Frankrig for misligholdelse af indgåede oparbejdningskontrakter.

De tyske værker, som ikke har været genstand for trakasserier fra delstatsmyndighederne, kører til gengæld fint og ligger konstant blandt verdens bedste hvad angår produktion og udnyttelsesfaktorer.

At det er besværligt at bygge og drive kernekraftværker i Tyskland er nedestående 'Muhlheim-Kaerlich'-saga et eksempel på:

22.12.1972: Elektrizitätswerk RWE ansøger staten Rheinland-Pfalz (RP) om licens til at bygge en 1300 MWe PWR.

01.01.1975 : RP giver licens til første del af byggeriet (TG-1).

Fra juni 1975 til januar 1977 giver RP syv yderligere tilladelser til byggeriet (TG-2 til TG-8). Begyndende protester hævder, at TG-1 ikke dækker seismiske undersøgelser godt nok.

04.02.1977: Retten i Koblenz (VG) beordrer indstilling af byggeriet.

03.05.1977: En højere retsinstans i Koblenz (OVG) omstøder indstillingsordren.

13.05.1986: Byggeriet er nu færdigt og RWE ansøger RP om den sidste dellicens (TG-9).

06.09.1986: Reaktoren prøvekøres under TG-8.

09.09.1988: Forbundsretten i Berlin (BVG) omstøder TG-1. Reaktoren stoppes. RWE afgiver fornyede licensansøgninger.

20.07.1990: RP tildeler RWE ny TG-1 licens.

24.05.1991: OVG i Koblenz omstøder den nye TG-1 og nægter RWE ret til appel.

09.09.1991: RWE anklager RP for at have forårsaget tab ved procedure-fejl i licens-behandlingen.

04.03.1992: Under behandlingen af denne sag ved BVG i Berlin bekræfter retten RWE's ret til appel.

11.03.1993: BVG afsiger kendelse om retten til appel.

19.04.1995: OVG i Koblenz afsiger en principiel kendelse om at RWE har ret til skadeserstatning fra RP.

21.11.1995: OVG i Koblenz suspenderer igen den nye TG-1.

09.01.1997: BVG Berlin tillader RWE at appellere denne suspension.

16.01.1997: Højesteret (BGH) afgør, at RP skal betale halvdelen af de tab, som RWE har lidt. Disse er ikke gjort endeligt op, men det skønnes, at RP skal betale omkring 4 milliarder DM, hvilket er mere end RP's årlige budget.

04.09.1998: RWE indgiver fornyet ansøgning om driftstilladelse til RP.

Igen i år har der været store demonstrationer og et kolossalt politiopbud i anledning af en transport af højaktivt affald fra la Hague i Frankrig til deponiet i Ahaus. Der blev fremsat dødsstrusler mod flere personer involveret i transporten, og en politimand omkom.

7.2 Øvrige vesteuropæiske lande

Belgien

Belgien har 7 kraftreaktorer i drift med en samlet kapacitet på 5713 MWe. I 1997 var den gennemsnitlige belastningsfaktor 90%, og kernekraftens andel af elproduktionen var 60 %.

Det belgiske firma Belgonucleaire er fortsat en af de førende producenter af MOX (mixed oxide) reaktorbrændsel, som indeholder både uran og plutonium. Belgonucleaire leverer MOX-brændsel til flere lande, og belgierne tilbyder såvel Rusland som USA at bidrage til konvertering af våbenplutonium til civil brug i MOX-brændsel.

I 1997 afsluttedes en sammenlignende undersøgelse af forskellige strategier for langtids-forvaltning af lavaktivt og kortlivet radioaktivt affald. Sikkerhedsaspekter og omkostninger blev belyst ved henholdsvis langtidsopbevaring, overfladenær deponering og underjordisk deponering. I januar 1998 besluttede regeringen, at der skal arbejdes videre med de permanente deponeringsløsninger, idet undersøgelserne skal begrænses til steder, hvor der i forvejen er nukleare anlæg, eller hvor de lokale myndigheder har udtrykt en interesse.

Forskning vedrørende slutdeponering af højradoaktivt affald i ler fortsatte i det underjordiske forsøgsanlæg HADES 230 meter under jordoverfladen ved forskningscentret SCK/CEN i Mol. Som et led i det såkaldte PRACLAY-program er en ny skakt under etablering, hvorfra en ny underjordisk forsøgs-tunnel vil blive forbundet med HADES-laboratoriet.

Finland

Finland har 4 kraftreaktorer i drift med en samlet kapacitet på 2350 MWe. I 1997 var den gennemsnitlige belastningsfaktor 94%, hvilket er det hidtil højeste for de finske reaktorer, og kernekraften dækkede 30% af den finske elproduktion.

De to elselskaber IVO og TVO har fortsat arbejdet med modernisering og opgradering af de finske kernekraftværker. Man er godt på vej til at nå de planlagte mål, som er at øge Loviisa-værkets effekt med 10% og Olkiluoto-værkets effekt med 15% .

Slutlageret for lavaktivt affald ved Loviisa-værket blev bygget færdigt og taget i brug i 1997. Udgravning til et lager for mellemaktivt affald samme sted er påbegyndt. Det af TVO og IVO etablerede fælles selskab Posiva har fortsat sine undersøgelser i fire kommuner i Finland med henblik på i år 2000 at kunne vælge et egnet sted til slutdeponering af brugt reaktorbrændsel i grundfjeld. Efter en design- og godkendelsesfase er det planen at påbegynde bygningen af slutdepotet omkring 2010 med henblik på ibrugtagning i 2020.

I Finland holdes muligheden åben for at udvide det nukleare program med yderligere en kraftreaktor. Emnet forventes at blive et af temaerne i valgkampen forud for parlamentsvalget i 1999. De seneste års opinionsundersøgelser viser, at ca. en tredjedel af finnerne er for en udbygning, ca. en tredjedel er imod, og ca. en tredjedel er neutrale med en tendens til at tilslutningen til en udbygning langsomt vokser.

Holland

Holland har kun 1 kraftreaktor i drift, Borssele på 449 MWe, efter at demonstrationsanlægget Dodewaard på 56 MWe lukkede i marts 1997. Borssele-

værket gennemgik en større modernisering i 1997 til en samlet pris på ca. 1,5 mia kr. Herefter kan værket teknisk set drives i yderligere 20 år, men den nuværende driftstilladelse udløber i 2004. Moderniseringen af Borssele-værket var planlagt gennem flere år og varede fem måneder inklusive brændselsskift. Det betød, at den gennemsnitlige belastningsfaktor i 1997 kun var 56 %, og kernekraftens andel i den hollandske elproduktion var 3 %. Til gengæld har Borssele-værket haft et rekordår i 1998 med en produktion på 3,6 TWh og en belastningsfaktor på 91%.

Schweiz

Schweiz har 5 kraftreaktorer i drift med en samlet kapacitet på 3077 MWe. I 1997 var den gennemsnitlige belastningsfaktor 89%, og kernekraften tegnede sig for 41% af elproduktionen. Kernekraftens samlede produktion var i 1997 på 23,95 TWh, hvilket var ny rekord (1% mere end den hidtidige produktionsrekord fra 1996). To af kernekraftværkerne producerer også fjernvarme (Beznau) og procesdamp til en nærliggende fabrik (Gösgen).

I 1990 indførtes et tiårigt moratorium for bygning af nye kernekraftværker i Schweiz, men de igangværende værker moderniseres fortsat. I oktober 1998 godkendte regeringen en forlængelse af driftstilladelsen for Mühleberg-værket til 2012 og en kapacitetsforøgelse for Leibstadt-værket på 15%. Endvidere er der indledt en dialog med kraftværksselskaberne, de relevante kantonale myndigheder og interesserede organisationer om, hvor lang tid de nuværende schweiziske kernekraftværker skal fortsætte driften og om, hvordan man skal gå videre med spørgsmålet om slutdeponering af radioaktivt affald. Muligheden for senere at kunne bygge nye kernekraftværker i Schweiz holdes åben.

Efter at være godkendt af den føderale regering i 1996, fortsætter bygningen af et centralt anlæg for behandling og midlertidig lagring af alle typer radioaktivt affald ved Würenlingen.

Spanien

Spanien har 9 kraftreaktorer i drift med en samlet kapacitet på 7498 MWe. I 1997 var den gennemsnitlige belastningsfaktor 84%, og kernekraften tegnede sig for 29% af elproduktionen.

Også i Spanien er et større moderniserings- og opgraderingsprogram i gang. Programmet omfatter bl.a. udskiftning af dampgeneratorer og af turbiner.

Spanien har en egenproduktion af uran og af brændselelementer, og det spanske firma ENUSA leverer brændselelementer til såvel egne som udenlandske reaktorer.

Et overfladenært slutlager for lav- og mellemaktivt affald er i drift ved El Cabril, og der er undersøgelser i gang med henblik på senere dyb geologisk deponering af højaktivt affald.

7.3 Centraleuropæiske lande

Bulgarien

Bulgarien har seks kernekraftenheder i drift, fire VVER-440/230-enheder og to VVER-1000-enheder. De ligger alle ved Kozloduy ved Donau, og de har en samlet effekt på 3538 MWe. Kernekraften dækker omkring 45% af Bulgariens elproduktion.

Bulgarien har, med forventet støtte fra EU, planlagt at modernisere de to VVER-1000-enheder. Den første kontrakt med et tysk-fransk-russisk konsortium, ledet af Siemens, blev underskrevet i marts 1998.

EU har tidligere finansieret sikkerhedsforbedringer på Kozloduy-1, -2, -3 og -4, idet der samtidig var en forståelse af, at specielt de to ældste, men helst alle fire, enheder skulle lukkes hurtigt. En nedlukning i løbet af årene 1998-2000 har været nævnt. I 1997 meddelte det bulgarske el-selskab, Natsionalna Electricheska Kompania (NEK) imidlertid, at det har til hensigt at modernisere og forbedre Kozloduy-1, -2, -3 og -4, således at deres levetid kan forlænges til 2010. Denne levetidsforlængelse forventes foretaget af Siemens og at ville koste 100 mill. \$. Årsagen til ønsket om at levetidsforlænge de fire gamle enheder er, at planer om udbygning af landets vandkraftanlæg og modernisering af kulfyrede værker ikke er blevet realiseret. De vigtigste sikkerhedsmangler ved VVER-440/230-enhederne er utilstrækkelig adskillelse af instrumenterings- og kontrolsystemer og behov for forbedring af reaktorindeslutningen. Desuden er der behov for en grundig sikkerhedsanalyse, som kan resultere i krav om nye forbedringer.

Fra EUs side fandt man, at denne levetidsforlængelse er i modstrid med Bulgariens løfte fra 1993 om en hurtig nedlukning af de fire VVER-440/230-enheder. EU bad derfor NEK om at fremlægge realistiske datoer for lukning af de fire enheder. Det fik den bulgarske regering til at godkende en nedlukning af de fire enheder i perioden 2004 til 2012. Heroverfor står, at EU synes villig til at acceptere en nedlukningsperiode fra 2002 til 2010.

Litauen

Ignalina-værket

Ignalina-værket ligger i Litauen ca. 130 km nordøst for hovedstaden Vilnius nær grænsen til Letland og Hviderusland. Værket består af 2 RBMK-reaktorer, hver på 1500 MWe. De blev sat i drift i 1984 og 1987 som de eneste RBMK-reaktorer på 1500 MWe. De to enheder hører til anden generation af RBMK-reaktorer. Effekten holdes på 80% svarende til 1200 MWe for hver af de 2 enheder, et krav, der blev stillet af myndighederne efter Tjernobyl-ulykken.

EBRD-banken har ydet støtte til sikkerhedsrelevante forbedringer på værket, ligesom en lang række vestlige, bilaterale initiativer er blevet sat i gang. Sverige koordinerer indsatsen på Ignalina-værket. Et led i aftalen med EBRD om økonomisk støtte var, at begge RBMK-enheder lukkes ned senest i 2010 og at der ikke foretages udskiftning af brændselskanalerne.

EU har også gjort det klart, at værket må lukkes ned i nær fremtid, hvis Litauen ønsker en snarlig optagelse i EU, selvom det formelt ikke er gjort til en betingelse for optagelse.

Den litauiske regering har netop udarbejdet et udkast til en ny energistrategi, der opererer med to scenarier:

1. Nedlukning af enhed 1 i år 2005 og enhed 2 i år 2010, når brændselskanalerne forventes at skulle udskiftes, hvis driften skal fortsætte
2. Fornyelse af brændselskanalerne i begge enheder og fortsat drift til år 2020.

Regeringen har følgende kommentarer til de to scenarier:

- Principielt ønsker man at opfylde EBRD's og EU's krav om ikke at udskifte brændselskanalerne i de to enheder, som angivet i scenarie 1.

- Hvis der ikke er økonomisk basis, herunder støtte udefra, for at etablere en alternativ el-forsyning, er scenarie 2 den eneste mulige løsning, Litauen kan klare.

Den 1. juni 1999 forventes de nukleare myndigheder i Litauen at forlænge drifts-tilladelsen for enhed 1 frem til år 2003 på baggrund af en sikkerhedsrapport, der blev udarbejdet i 1997, og som er blevet evalueret af et panel af udenlandske eksperter. Derefter forventes det, at den litauiske regering vil fastsætte endelige datoer for lukning af de to enheder.

Den litauiske regering har også forsøgt at få EU-kommissionen til at nedsætte en ekspertgruppe, som skulle vurdere tilstanden af brændselskanalerne i enhed 1 og være med til at fastsætte en dato for nedlukning. Kommissionen har afvist forslaget, idet den ikke finder, at der er behov for flere internationale udvalg.

RBMK reaktorenes problemer med brændselskanaler, der skal udskiftes efter ca. 15 års drift, er velkendte. Når reaktoren er ny, er der et gab på 3 mm mellem grafitvæggen og brændselskanalvæggen for at tillade termiske bevægelser. Under neutronbestråling udvider grafitten sig, hvorved gabet formindskes. Når der efter ca. 15 års drift ikke længere er noget gab, er det ikke længere sikkerhedsmæssigt forsvarligt at køre videre uden at udbore grafitten og udskifte brændselskanalerne. Alle sikkerhedsmæssige analyser, som er blevet foretaget i forbindelse med godkendelse af værket, forudsætter, at der eksisterer et gab mellem grafitten og brændselskanalerne. Omkostningerne til at udskifte brændselskanaler er i størrelsesordenen 200 – 300 millioner \$ pr. reaktor.

For at kunne følge udviklingen af gabets størrelse i detaljer, arbejder man med at udvikle en målemetode, hvor man ved hvirvelstrøms teknik kan måle gabets størrelse uden at skulle demontere den enkelte brændselskanal.

Ignalina-værket havde forventet, at enhed 1 skulle kunne køre indtil år 2005 uden at få problemer med brændselskanalerne. Nye undersøgelser viser imidlertid, at allerede i 2001 vil gabet sandsynligvis være lukket enkelte steder, hvorfor det haster med en beslutning om enhedens fremtid.

Et internationalt ekspertpanel anbefalede sidste år, at enhed 2 hurtigst muligt får etableret et sekundært nedlukningssystem for at forbedre sikkerheden. Der er endnu ikke sket noget i den sag. Man diskuterer fortsat, hvilket design man skal vælge.

Rumænien

Rumæniens første kraftreaktor, Cernavoda-1, blev sat i kommerciel drift i slutningen af 1996. Reaktoren er den første af i alt fem påbegyndte enheder af CANDU-typen, hver på 635 MWe. Cernavoda ligger ved Donau, 170 km øst for Bukarest.

Byggeriet af de fem reaktorer startede omkring 1984. Byggeriet lå stille i en længere årrække p.g.a. pengemangel. Cernavoda-1 blev senere færdiggjort af et konsortium af AECL (Canada) og Ansaldo (Italien).

De fire andre enheder er på forskellige stadier af færdiggørelse. Der er indgået en aftale mellem bygherren, det rumænske el-forsyningsselskab, RENEL, og AECL/Ansaldo om færdiggørelse af enhed 2 i år 2000 - 2001. RENEL har indgået aftale med en amerikansk bank om långivning, og Canada har lovet at yde eksport-kreditter.

Driften af reaktoren blev i starten varetaget af et hold af canadiske operatører, men er nu overtaget af RENEL.

Rumænien fremstiller nu selv reaktorbrændselet til Cernavoda reaktoren samt det tunge vand, som skal bruges.

Slovakiet

Slovakiet havde ved starten af 1998 fire kernekraftenheder med en samlet effekt på 1632 MWe i drift. De to er VVER-440/230-enheder og de to andre VVER-440/213-enheder. De ligger alle fire ved Bohunice. Kernekraften dækker ca. 45% af Slovakiets elproduktion. Desuden havde Slovakiet fire VVER-440/213-enheder under bygning ved Mohovce.

Omkring 1. maj 1998 aflagde franske og tyske reaktorsikkerhedsekspertter besøg ved Mohovce-værket. De gav efter besøget udtryk for tilfredshed med de sikkerhedsforbedringer, som var blevet indført på anlægget, idet man har gennemført ca. 60 af de 87 forbedringer, som IAEA har foreslået for VVER-440/213-typen.

Den østrigske regering er meget kritisk over for kernekraft, og den er derfor imod idrifttagning af Mohovce-reaktorerne, som ligger i en afstand af 180 km fra Wien. Østrig har truet med at ville hindre Slovakiets optagelse i EU, hvis Mohovce-1 startes. Østrig krævede og fik Slovakiets accept af, at en gruppe sikkerhedsfolk, udpeget af Østrig, kunne bese værket, inden den første enhed blev sat i drift. Dette besøg fandt sted i begyndelsen af maj, og gruppen ytrede tvivl om metalskørhed i reaktortanken, en tvivl de slovakiske reaktorsikkerhedsmyndigheder ikke kunne se nogen begrundelse for. Endvidere hævdede gruppen, at den ikke fik de nødvendige oplysninger.

Trods østrigske protester blev Mohovce-1-reaktoren gjort kritisk d. 9. juni 1998 og den første elproduktion fandt sted d. 4. juli.

De slovakiske myndigheder har bedt det fransk-tyske reaktorsikkerhedssamarbejde, Riskaudit, om at undersøge påstande om, at Mohovce-værket ikke er tilstrækkelig modstandsdygtigt mod jordskælv, at dets reaktortanke har metal-skørhedsproblemer, samt at reaktorindeslutningen ikke er tilstrækkelig.

Endvidere vil IAEA foretage en ekspertundersøgelse af risikoen for metalskørhed i reaktortanken og af mulighederne for at forbedre værkets modstandsdygtighed mod jordskælv. Værket var oprindeligt designet til at modstå jordaccelerationer på op til 0.065 g, men det er ved at blive modificeret til at kunne modstå 0.1 g. "g" står her for tyngdeaccelerationen.

Slovenien

Slovenien har en kernekraftenhed på 632 MWe i drift. Værket ligger ved Krsko og er forsynet med en trykvandsreaktor, der er leveret af det amerikanske firma Westinghouse. Kernekraften dækker ca. 40% af Sloveniens elproduktion.

Slovenien har besluttet at udskifte værkets to dampgeneratorer. Framatome og Siemens vil stå for både fremstillingen af dampgeneratorerne og for selve udskiftningen, der planlægges til år 2000. Et problem er imidlertid, at Kroatien, der er medejer af værket, selv om det ligger i Slovenien, ikke vil gå med til denne investering. Det skyldes formodentlig, at landets el-selskab Hrvatska Elektro-privreda (HEP) ikke har de nødvendige ressourcer. HEP anser beslutningen for at være ulovlig.

Der har været alvorlige stridigheder mellem de to lande om værket, dels på grund af et kroatisk krav om paritet ved ansættelser på værket – det drejer sig specielt om en stilling i værkets ledelse – dels på grund af for sen kroatisk betaling for el-leverancer fra værket. Kroatien erkender at skyldte værket penge, men mener, at værkets krav er for stort, fordi det har sat el-prisen for højt.

I juni 1998 foreslog den slovenske regering, at der blev indledt forhandlinger om en omorganisering af Krsko-værkets ledelse og indgåelse af en ny ejerkontrakt med HEP. Samtidig krævedes det imidlertid, at Kroatien inden 10 dage

indbetalte sin gæld til værket. Da dette ikke skete, blev el-forsyningen til Kroatien afbrudt, og effekten i stedet solgt til Italien. En yderlig udvikling i sagen var, at Slovenien hævdede, at Kroatien ikke ejer 50% af Krsko-værket. Det slovenske elselsskab, Nuklearne Elektrarne Krsko (NEK) planlægger at finansiere et moderniseringsprogram for Krsko-værket uden kroatisk deltagelse samtidig med, at NEK sagsøger HEP for manglende betaling for el-leverancer.

Der er kontakt mellem de to landes regeringer i denne sag, og et kompromis mellem de to stridende parter skulle ikke være udelukket.

Tjekkiet

Tjekkiet har fire kernekraftenheder i drift med en samlet effekt på 1648 MWe. De er alle af VVER-440/213-typen og ligger ved Dukovany. Kernekraften dækker ca. 20% af landets elproduktion. Derudover har Tjekkiet to VVER-1000-enheder under bygning ved Temelin.

Bygningen af disse to enheder er løbet ind i forsinkelser og budgetoverskridelser. En af de vigtigste grunde hertil er, at instrumenterings- og kontrolsystemerne, der oprindeligt var af russisk design, skal ændres til vestlig standard af det amerikanske firma Westinghouse. Samtidig skal kabelføringen undergå omfattende ændringer. De stadige budgetoverskridelser og forsinkelser fik ejeren af de to enheder, CEZ, og den tjekkiske regering til at overveje helt at stoppe byggeriet. I juni 1998 blev der indgået en ny aftale mellem CEZ, hovedleverandøren Skoda og Westinghouse. Ifølge denne planlægges opstarten af den første enhed, Temelin-1, at finde sted i august 2000, mens kommerciel produktion vil begynde i maj 2001. Den nye tjekkiske regering, der var resultatet af valget i sommeren 1998, har besluttet at foretage en gennemgang af Temelin-projektet, der forventes afsluttet ved udgangen af 1998.

CEZ har besluttet at gennemføre en modernisering af instrumenterings- og kontrolsystemerne for de fire Dukovany-reaktorer. Der er dog følgende begrænsninger på moderniseringen: Ingen nedlukning af reaktorerne p.g.a. ændringerne, d.v.s. de skal gennemføres i løbet af de årlige nedlukningsperioder. Ingen ændringer i værkets sikkerhedsfilosofi eller udskiftning af sensorer m.v. Ingen ændring i kabelføring. Projektet forventes gennemført over en fireårs periode.

Ungarn

Ungarn har fire kernekraftenheder af typen VVER-440/213 i drift. Den samlede effekt er 1729 MWe, og de ligger alle ved Paks ved Donau. Kernekraften dækker ca. 40% af Ungarns elproduktion.

Det ungarske kernekraftværk ved Paks regnes for et af de bedste VVER-400/213-værker. Det har fungeret tilfredsstillende i 1998.

7.4 SNG-lande

Armenien

Armenien har en kernekraftenhed af typen VVER-440/230 i drift, mens en anden enhed af samme type er lukket ned. De ligger begge ved Metsamor nær hovedstaden Jerevan. Begge enheder blev lukket ned i 1989 efter et stort jordskælv i Armenien, idet enhedernes sikring over for jordskælv ikke blev anset for at være tilstrækkelig. P.g.a. Armeniens meget vanskelige energisituation blev den nyeste af enhederne med russisk hjælp startet op igen i 1995, selv om

kun en del af de anbefalede sikkerhedsforbedringer var blevet gennemført. Metsamor-2-enheden dækker ca. 25% af Armeniens el-produktion.

I vinteren 1998 aflagde en gruppe af vestlige sikkerhedseksperter besøg på Metsamor-værket, hvor de kunne konstatere, at der var sket sikkerhedsmæssige forbedringer, men at arbejdet kun gik langsomt fremad p.g.a. mangel på de nødvendige midler.

Der har været forlydender om, at Armenien til gengæld for EU-støtte til sikkerhedsforbedringer på Metsamor-2 skulle have accepteret at lukke enheden ned i 2004. Dette er blevet bestridt af værkets direktør, der har udtalt, at værket ikke vil blive lukket før efter 30 års drift eller i 2015.

Kazakhstan

Kazakhstans eneste kernekraftværk er den gamle russiske hurtigreaktor BN-350. Anlægget startede op d. 5. januar 1996 efter gennemførelsen af et større renoveringsprogram, hvor bl.a. forbedrede dampgeneratorer muliggjorde en opgradering af den termiske effekt fra 650 MW til 760 MW. Samtidig blev levetiden forlænget med 10 år, således at anlægget kan køre frem til år 2005.

Anlægget har i november 1998 genoptaget driften efter en reparationsperiode. Der foreligger ikke udførlige oplysninger om driften i 1998, men størstedelen af reaktoreffekten går stadig til afsaltning af vand fra det kaspiske Hav.

Der er russisk-kazakhiske planer om bygning af 3 VVER-640-reaktorer ved Balkhash-søen, ca. 400 km nord for hovedstaden Alma-Ata. En endelig beslutning ventes truffet i 1999.

Rusland

Rusland har seks VVER-440-enheder, syv VVER-1000-enheder, 11 RBMK-enheder og en formeringsreaktor, BN-600, i drift. Af de seks VVER-440-enheder er de fire af første generation (model 230) og de to af den nyere model 213.

Den samlede installerede effekt af Ruslands kernekraftværker er 21.000 MWe. Kernekraften leverer ca. 13% af Ruslands el-forbrug. Fordelingen er ujævn. Den europæiske del af Rusland får næsten 25% af el-forbruget fra kernekraft. I den nordvestlige del af landet, herunder Skt. Petersborg, er tallet 50%.

Russerne arbejder med flere projekter til nye reaktortyper. Længst fremme er VVER-640, som har meget til fælles med vestlige, avancerede trykvandsreaktorer, bl.a. anvendes "passive" kølesystemer. Der arbejdes også med en ny VVER-1000-version, en ny reaktor af RBMK-familien (MKER-800) og en ny formeringsreaktor, BN-800, som "blot" er en moderniseret og let forstørret udgave af BN-600. Endelig arbejdes der på udvikling af en gaskølet højtemperaturreaktor og en hurtigreaktor, som skal køles af en smeltet bly-vismut-legering.

Ifølge de russiske planer for udbygningen af kernekraften skal to VVER-1000-enheder, Rostov-1 og Kalinin-3, RBMK-1000-enheden Kursk-5 samt en fjernvarmereaktor ved Voronezh, bygges færdige inden år 2000. Senere skal Rostov-2 færdiggøres, en allerede påbegyndt VVER-640 prototype bygges nær Leningrad-kernekraftværket, og flere andre skal følge, herunder to BN-800 enheder i Uralområdet. Nogle af disse reaktorer skal erstatte ældre værker.

Et generelt problem for kernekraftværkerne i Rusland er, at de ikke får penge for den strøm, de leverer. Det går ikke alene ud over lønningerne, som kan komme med op til ti måneders forsinkelse, men også over brændselsindkøbene. I oktober havde flere af værkerne kun brændsel til en uge. Leningrad-værket skyldte endda så meget for brændsel m.m., at det stod i fare for at blive erklæret

konkurs. Den dårlige økonomi går også ud over vedligeholdelsen og dermed sikkerheden samt færdiggørelsen af næsten færdige værker.

Rusland har i 1998 indgået aftaler med Kina om bygning af to VVER-1000 (den nye VVER-91 model) ca. 250 km nord for Shanghai og med Indien om bygning af to VVER-1000 i det sydlige Indien. Endelig vil indsatsen på bygningen af to VVER-1000 i Bushehr, Iran, ved den persiske Golf blive forøget.

Kola-værket

Kola-værket har fire VVER-440-enheder, to af model 230 og to af model 213. Set fra et nordisk synspunkt har Kola-værket særlig interesse, fordi det ligger nær norsk og finsk område. Derfor har Norge og Finland været involveret i projekter vedrørende forbedringer af sikkerheden på værket.

I 1998 blev et tysk system til overvågelse af radioaktivitet omkring Kola-værket installeret.

De to ældste reaktorer på Kola-værket ventes nedlagt omkring 2005. Som erstatning ventes der opført et nyt kernekraftværk, som med tiden kommer til at bestå af tre VVER-640 reaktorer.

Leningrad-værket

Leningrad-værket ligger ca. 70 km vest for Skt. Petersborg og består af 4 RBMK-enheder på hver 1000 MWe. De to første enheder, der hører til 1. generation af RBMK-reaktorer, blev sat i drift i 1973 og 1975, mens enhederne 3 og 4, der hører til 2. generation, blev sat i drift i 1979 og 1981.

Manglende betaling for elektriciteten er et voksende problem også i denne del af Rusland. Man har således i sommerperioden kun haft én enhed i drift for at spare på uranbrændsel til vinteren. Man har reduceret størrelsen af brændselsslagrene for at kunne anvende de sparsomme indtægter til lønninger til personalet. Det er muligt at drive værket uden store lagre af brændsel, da RBMK reaktorer kan udskifte brændselelementerne under drift.

Enhed 3 er netop i november 1998 blevet sat i drift igen efter 3 års nedlukning. I den tid har enheden fået udskiftet brændselskanalerne, en meget dyr og omfattende operation, som også har trukket ud p.g.a. manglende kapital. Årsagen til udskiftningen er, at grafitten i reaktorerne påvirkes af strålingen således, at luftgabet mellem grafitten og brændselskanalerne efter 15-20 års drift er reduceret så meget, at der må ske en udboring af grafitblokkene og en udskiftning af brændselskanalerne. Der er endvidere indført flere sikkerhedsmæssige forbedringer under den lange nedlukning.

Som noget helt nyt for kraftreaktorer er der under nedlukningen blevet installeret en speciel kanal til bestråling af siliciumkrystaller med en diameter på op til 305 mm. Værket forsøger hermed at komme ind på markedet for datering af halvledere ved hjælp af neutronbestråling – et marked, der hidtil udelukkende har været dækket af forsøgsreaktorer.

Med enhed 3's tilslutning til nettet er elektricitetsforsyningen forbedret i nord-vest-regionen af Rusland, hvor ca. 40 % af el-forsyningen kommer fra kernekraft-værker.

Enhed 4 blev lukket ned i juni 1998 for at gennemgå en tilsvarende renovering som enhed 3. Nedlukningen forventes at vare 2 år.

EBRD, European Bank for Reconstruction and Development, har stået for finansieringen af støtten til sikkerhedsmæssige forbedringer på kort sigt for Leningradværket. Desuden har der været bilaterale aftaler om assistance. Finland har i kraft af sine nære relationer til det tidligere Sovjetunionen stået for koordineringen af projekterne.

Rusland underskrev i 1996 Wien-konventionen angående erstatningsansvar i tilfælde af et alvorligt uheld på et kernekraftværk. Konventionen mangler dog

at blive ratificeret af det russiske parlament, Dumaen. Dette skulle være sket i løbet af 1998, men endnu er konventionen ikke blevet ratificeret. Derfor har mange vestlige firmaer været tilbageholdende med at gå ind i sikkerhedsforbedringer af russiske værker for ikke at pådrage sig økonomisk erstatningsansvar i tilfælde af en reaktorulykke.

Endelig har toldproblemer og russisk bureaukrati været med til at forsinke en række forsendelser af vestlig udstyr.

Kursk-værket

Kursk-værket består af 4 RBMK-enheder, hver på 1000 MWe. De to første enheder blev sat i drift i 1976 og 1979, og de to sidste i 1983 og 1985. Enhed 1 og 2, som hører til første generation af RBMK-reaktorer, er af myndighederne begrænset til at køre ved 80% af den nominelle effekt, hvorimod enhed 3 og 4, som hører til anden generation, kører ved 1000 MWe. Endvidere er en femte enhed, Kursk 5, 90% færdigbygget, men modstand fra befolkningsgrupper, dårlig økonomi og reduceret el-forbrug i området har hidtil afholdt russerne fra at færdiggøre enheden. De nyeste planer for udbygning af kernekraften i Rusland opererer dog med, at Kursk 5 vil blive færdiggjort. Den oprindelige plan med færdiggørelse i løbet af 1998 har dog ikke kunnet holde.

Enhed 1, der har været nedlukket siden midten af 1995, afventer resultatet af en gennemgribende sikkerhedsvurdering, som endnu ikke er tilendebragt. Enheden har fået udskiftet en stor del af brændselskanalerne i den forløbne periode, og russerne er ivrige efter at få enheden i gang igen, da Kursk 2 blev lukket i 1998 for at gennemgå den samme renovering. Imidlertid har NSA (Nuclear Safety Account) erklæret, at ingen af de 76 mill. euro, som i 1995 blev bevilget til sikkerhedsforbedringer på kort sigt på Leningrad-, Kola- og Novovoronezh-værkerne vil blive udbetalt, hvis Kursk 1 bliver sat i drift, før sikkerhedsanalysen er tilendebragt. Kursk 1 vil kun få driftstilladelsen forlænget, hvis sikkerhedsanalysen falder positivt ud, og en ledsagende mindste-omkostningsanalyse af el-forsyningen for regionen retfærdiggør fortsat drift.

I december 1998 er værket blevet sat i drift igen ved 70 % af fuld effekt. Russerne henholder sig til, at dette er et led i de testprocedurer, der skal gennemføres inden en egentlig opstart.

Manglen på indtægter har også gjort sig gældende ved Kursk-værket. I begyndelsen af oktober 1998 var der således kun brændsel til endnu en uges drift, indtil den russiske stat omsider greb ind og betalte for den el, der var blevet leveret til offentlige institutioner i området.

Smolensk-værket

Smolensk-værket ligger ca. 100 km sydøst for Smolensk og består af 3 RBMK-enheder, hver på 1000 MWe. Enhederne blev taget i drift i 1982, 1985 og 1990 og hører til blandt de mest moderne RBMK-enheder i Rusland. Således er Smolensk-3 den eneste RBMK-reaktor, hvor nødkølekapaciteten er blevet så meget forbedret, at den nærmer sig vestlig standard. Man diskuterer fortsat hvorvidt man skal udskifte brændselskanalerne og andre komponenter, således at værkets levetid kan forlænges ud over de planlagte 20 år.

Som noget nyt har man også luftet planer om at bygge en helt ny Smolensk enhed, hvis design skulle være af ikke-russisk oprindelse.

Beloyarski-3-værket

Hutigreaktoren BN600 på kraftværket i Beloyarsk har i vinteren 1997-98 kørt med en udnyttelse på tæt ved 100%.

Anlægget var lukket ned i 5 måneder i sommeren 1998, men kører atter med høj udnyttelse.

Set over en længere periode har anlægget haft en rådighedsfaktor på 77%. Planlagte nedlukninger for brændselsskift og vedligeholdelse udgjorde 21%. Ikke planlagte driftsstop udgjorde således kun 2%, hvilket dokumenterer anlæggets store pålidelighed.

Ukraine

Ukraine har to VVER-440/213-enheder og elleve VVER-1000-enheder fordelt på fire kraftværker. Den installerede effekt er ca. 11800 MWe. Hertil kommer 1000 MWe fra den sidste RBMK-reaktor i Tjernobyl. Den nukleare andel af Ukraines el-produktion udgør ca. 45%.

Som det er tilfældet i Rusland, har atomkraftværkerne i Ukraine haft svært ved at skaffe penge til lønninger og vedligeholdelse. Det har medført protestmøder og demonstrationer. I et tilfælde kunne et værk ikke startes efter installering af nyt elektrisk udstyr, fordi leverandøren ville have penge, før arbejdet blev gjort færdigt.

To VVER-1000 reaktorer, Khmel'nitski-2 og Rovno-4, blev næsten færdiggjort (80 - 85%) i sovjettiden, men arbejdet blev standset i 1991. Ukraine kan ikke selv finansiere færdiggørelsen. G-7 landene lovede at skaffe kreditter gennem EBRD og Euratom, men der er stadig ikke sket noget konkret i sagen. En studie udført for EBRD har anbefalet, at værkerne bliver gjort færdige.

Tjernobyl-værket

Tjernobyl-værket, der ligger i Ukraine ca. 100 km nord for Kiev bestod oprindeligt af 4 RBMK-enheder, hver på 1000 MWe, der blev sat i drift i 1977, 1979, 1981 og 1983. De to ældste enheder hører til første generation af RBMK-reaktorer, mens de to nyeste hører til anden generation. Enhed 4 havarerede fuldstændigt ved katastrofen i april 1986, og enhed 2 har ligget stille siden oktober 1991 p.g.a. en brand i turbinebygningen. Branden ødelagde adskillige sikkerhedssystemer.

Enhed 1 blev standset den 30. november 1996 i overensstemmelse med et løfte givet af den ukrainske præsident Leonid Kuchma. Grundlaget for lukningen er et såkaldt "Memorandum of Understanding between the Governments of the G7 Countries and the Commission of the European Communities and the Government of Ukraine on the Closure of the Chernobyl Nuclear Power Plant".

Tidligere rygter om at Ukraine ville forsøge at starte enhed 1 igen er blevet manet i jorden med en udtalelse i slutningen af 1997 fra den ukrainske regering, der gik ud på, at enhed 1 er at betragte som en reaktor under nedlukning.

Enhed 2 har været nedlukket siden 1991 p.g.a. en omfattende turbinebrand. Værket har indsendt en ansøgning til de nukleare myndigheder i Ukraine om tilladelse til at genstarte enhed 2. Hvorvidt tilladelsen bevilges er uklart, men i givet fald vil det kræve penge, ca. 360 mill. \$, og mange måneders reparation af enheden, inden den kan starte.

Enhed 3 - naboreaktor til den havarerede enhed 4 - har været nedlukket i perioden juli 1997 til maj 1998. Under det årlige eftersyn for 1997, som startede i juli måned, blev der fundet så mange revner i svejsninger i værkets ca. 1600 brændelskanaler, at opstarten gang på gang blev udskudt. Nedlukningen var ellers planlagt til kun at vare 6 uger. Den 14. maj 1998 startede enhed 3 endelig efter at omkring 330 svejsninger var blevet repareret. Flere lande protesterede mod genstarten, heriblandt de svenske nukleare myndigheder SKI der mente, at den dårlige sikkerhedsmæssige tilstand af værket sammenholdt med manglende kompetence og moral hos personalet burde have haft større vægt.

EBRD havde i 1996 bevilget 129 mill. \$ dels til decommissioneringsforberedelser af enhed 3 og dels til nødvendige sikkerhedsmæssige opgraderin-

ger af systemer på reaktoren. Implementeringen af de sikkerhedsmæssige opgrade-ringer var planlagt til efterårsnedlukningen i 1998. Den ukrainske el-sammenslutning Energoatom, der driver Tjernobyl-værket, har i betragtning af den lange nedlukning af enhed 3 ansøgt de nukleare myndigheder i Ukraine NRA, Nuclear Regulatory Administration, om at vente med efterårsnedlukningen til foråret 1999. Herefter har EBRD truet med at omdirigere de bevilgede penge til sikkerhedsopgradering til at skulle bruges til decommissionering, hvis der ikke blev nogen efterårsnedlukning. Det fik så Energoatom til at trække sin ansøgning tilbage. Den 15. december blev enheden nedlukket med henblik på at implementere de sikkerhedsmæssige tiltag.

En endelig nedlukning af hele Tjernobyl-værket har hele tiden været kædet sammen med at Ukraine får økonomisk hjælp til at færdiggøre de to VVER-1000 enheder Khmel'nitski-2 og Rovno-4, og til at løse sociale problemer i området. Den ukrainske Regering har hidtil ikke ment, at EBRD, G-7 og EU har levet op til de lovede løfter og har truet med at fortsætte driften af Tjernobyl-værket ud over år 2000. EBRD ser nu ud til at ville opfylde løfterne, og EU har givet tilsagn om mere økonomisk støtte hvis værket lukkes. På den baggrund har den ukrainske regering her kort før jul fremsat lovgivning, som tager sigte på at indlede en decommissionering af alle enheder. Dette opfattes af bl.a. Frankrig som et tegn på, at Tjernobyl-værket virkelig vil blive lukket år 2000.

Sarkofagen, som hurtigt blev bygget omkring den havarerede enhed 4 i 1986, giver også problemer. Den er ikke tæt, og der er risiko for, at den kan bryde sammen med mulighed for at beskadige bygninger hørende til naboreaktoren enhed 3, som bl.a. har ventilationsskorsten fælles med den havarerede reaktor. SIP-projektet, den såkaldte Shelter Implementation Plan (se sektion 6.1), forventes i 1999 at komme i gang for alvor. I 1998 blev der anvendt 24 mill. \$ til forbedring af sarkofagen, og i 1999 forventer SIP-projektet at anvende ca. 100 mill. \$ for at bidrage til at bringe enhed 4 i en "økologisk sikker tilstand".

7.5 Nord- og Sydamerika

Argentina

Ved begyndelsen af 1998 havde Argentina 2 kernekraftværker med en samlet elektrisk effekt på 935 MWe i drift.

I Argentina fortsætter forberedelserne med privatisering af landets kernekraftværker.

Brasilien

Ved begyndelsen af 1998 havde Brasilien et kernekraftværk med en elektrisk effekt på 626 MWe i drift.

Brasilien fortsætter bygningen af landets andet kernekraftværk, Angra-2.

Canada

Ved begyndelsen af 1998 havde Canada 16 kernekraftenheder med en samlet elektrisk effekt på 11.994 MWe i drift.

Også i Canada har udsigten til liberalisering af elmarkedet påvirket el-selskaberne, ikke mindst Ontario Hydro, som er det canadiske selskab, der har det største antal kernekraftværker. Disse værker har ikke kørt tilfredsstillende p.g.a. dårlig ledelse og utilstrækkelig sikkerhedskultur. For at forbedre disse forhold indstillede Hydro omkring årsskiftet 97/98 driften af 5 kernekraftværker for at koncentrere kræfterne om at opnå en tilfredsstillende drift af selska-

bets øvrige 14 kernekraftenheder. Hydro har tidligere lagt en enhed i mølpose, og i foråret 1998 blev yderlig to enheder lukket ned indtil videre. Der vil senere blive taget stilling til, hvilke af de nedlukkede enheder, der skal sættes i drift igen. Den dårlige ledelse af selskabet har resulteret i, at det har svært ved at forrente og afskrive dets meget store investeringer. Der har været forhandlinger med det britiske el-selskab British Energy (BE) om at BE skulle overtage nogle af Hydro's kernekraftenheder. I årets løb er der sket forbedringer i reaktordriften, men ikke så meget som håbet.

I november blev en ny lov om åbning af el-markedet i Ontario vedtaget. Den betyder enden på Hydro's monopol, og åbner el-markedet for konkurrence. Det er stadig på tale at privatisere Ontario Hydro, men først en gang i fremtiden, når selskabet er blevet rettet op. Der synes at være enighed om, at Hydro's produktion og distribution skal skilles ad ved en privatisering.

Atomic Energy of Canada Ltd. (AECL) har sammen med det italienske firma Ansaldo skrevet kontrakt om at fortsætte bygningen af det anden kernekraftenhed i Rumænien, Cernavoda-2.

Bestræbelserne på at privatisere AECL's Whiteshell forsøgsstation er stadig ikke resulteret i konkrete aftaler. Det samme gælder den canadiske regerings forsøg på at få etableret et deponi for lavaktivt affald. En kommune har tilbudt at huse deponiet, men den stiller beskæftigelsesbetingelser, som regeringen ikke vil acceptere.

Efter årelange studier har den canadiske regering konkluderet, at deponering af højaktivt affald i grundfjeld er en sikker deponeringsmetode, men da den ikke kan accepteres af befolkningen, vil søgning efter konkrete lokaliteter for et deponi ikke blive indledt. I stedet vil regeringen oprette en ny styrelse, som vil få til opgave at komme med en affaldsplan, der er sikker både set ud fra et teknisk og et befolkningsmæssigt perspektiv.

Mexico

Ved begyndelsen af 1998 havde Mexico 2 kernekraftværker med en samlet elektrisk effekt på 1308 MWe i drift.

Der indtraf ikke i 1998 nævneværdige begivenheder inden for kernekraftområdet i Mexico.

USA

Ved begyndelsen af 1998 havde USA 107 kernekraftenheder med en samlet elektrisk effekt på 99.188 MWe i drift.

Udsigten til omstilling til et liberaliseret el-markedet i USA, som ventes gennemført ved starten af 2003, spiller naturligvis en stor rolle for de amerikanske el-selskaber, som hidtil har haft monopol på levering af el inden for geografisk afgrænsede områder, og hvis el-priser er blevet reguleret af såkaldte Public Utility Commissions. Denne omstilling påvirker også de amerikanske kernekraftværker. Ifølge det foreliggende lovforslag vil den enkelte stat kunne fortsætte som hidtil, men i så fald vil dens el-værker ikke kunne sælge el i stater med frit marked.

De amerikanske el-selskaber er ved at gennemføre en række tiltag, der sigter mod at forbedre deres konkurrenceevne. Et af disse er sammenlægning af el-selskaber. Således har American Electric Power og Central & South West bebudet, at de vil slutte sig sammen. Om sammenlægningen, der vil betyde dannelsen af USA's tredje største elselskab, bliver til noget, er dog langt fra sikkert, idet en række legale og tekniske problemer først skal overvindes. Endvidere planlægger CalEnergy Co. at købe MidAmerican Energy Holding Co. Alle

sammenlægninger går dog ikke glat. To selskaber, som havde planlagt en sammenlægning, Baltimore Gas & Electric Co. og Potomac Electric Power Co. har nu opgivet denne. Også DQE Inc. og Allegheny Power System har tidligere meddelt, at de ville slå sig sammen, men før sammenslutningen blev en realitet, opstod der stridigheder mellem parterne.

I stedet for selskabssammenlægning kan man begrænse sig til samarbejde omkring konkrete opgaver, f.eks. brændselsmanagement, år 2000-problemet i computere og reservedelslagre. Det har tre amerikanske el-selskaber gjort gennem dannelsen af Alliant Utilities.

En tredje mulighed er at kontrahere med et andet selskab om at overtage driften af ens enheder, f.eks. kernekraftenheder. Specielt for små selskaber, der kun har et enkelt kernekraftværk, kan det være belastende at køre et sådant værk. Det kan derfor være en god ide at overlade driften til et andet selskab med større erfaring på dette område, uden at ejerforholdet ændres. Et eksempel herpå er, at Illinois Power (IP) har indgået kontrakt med PECO Nuclear om at overtage driften af IP's eneste kernekraftværk, Clinton-værket. Små el-selskaber behøver ikke at gå så vidt som at overlade driften af værker til andre. De kan også begrænse sig til at søge assistance hos de større selskaber, f.eks. PECO, Duke Power Co., Virginia Power og Entergy, når der opstår problemer.

En fjerde mulighed er at sælge el-kraftenheder, f.eks. kernekraftenheder, til et andet selskab med bedre forudsætninger for at drive dem økonomisk. Nogle el-selskaber ønsker endda at sælge alle deres produktionsenheder og alene beskæftige sig med distribution af el. PECO og British Energy (BE) har dannet et selskab, AmerGen, der er interesseret i at købe kernekraftenheder hos amerikanske og canadiske selskaber. AmerGens første køb er Three Mile Island-1, som selskabet overtager fra General Public Utilities. Endvidere har Entergy Nuclear købt kernekraftværket Pilgrim af Boston Edison Co. FirstEnergy, som har ejet nogle kraftværker sammen med Duquesne Light Co., har nu overtaget disse værker fuldt ud. Blandt værkerne er kernekraftværkerne Beaver Valley-1 og -2.

En femte mulighed er at få tilladelse til ekstraordinære afskrivninger, finansieret ved øgede el-priser, for herigennem at gøre værkerne konkurrencedygtige i et kommende liberaliseret marked. I Michigan har statens Public Service Commission tilbudt to el-selskaber, at de på denne måde kan komme af med en væsentlig del af selskabernes "stranded costs" (se afsnit 2.10), mod at de til gengæld accepterer at åbne deres el-net for andre el-selskaber. Der har dog også vist sig politisk modstand mod at tillade el-værkerne at komme af med "stranded costs" ved at sætte el-prisen i vejret.

En sjette mulighed er at foretage en gennemgribende reorganisering af selskabets ledelse. Noget sådant har Commonwealth Edison besluttet sig for.

Såfremt en kernekraftenhed kører tilstrækkelig dårligt og/eller har behov for store reparationer, f.eks. udskiftning af dampgeneratorer, kan den mest økonomiske løsning være at lukke enheden. Dette skete i 1998 med Zion-1- og -2-enhederne og med Millstone-1-enheden.

Det amerikanske energiministerium (DoE) levede som ventet ikke op til sin forpligtelse til at modtage det brugte brændsel fra de amerikanske kernekraftværker senest ved udgangen af januar 1998. DoE mener ikke at have en sådan forpligtelse, idet det ikke i dag råder over noget deponi for brugt brændsel. Deponiet ventes først at være klar i 2010. El-værkerne har gennem mange år betalt til DoE's radioaktivt affaldsfond, som finansierer DoE's program for deponering af højaktivt affald, men kun ca. 20% af de indbetalte beløb er blevet brugt på dette program. Sagen har været indbragt for de amerikanske domstole, som har givet el-selskaberne ret i, at DoE var skyld i forsinkelsen, men DoE blev på den anden side ikke af retten pålagt at tage imod det brugte brændsel nu.

Den amerikanske regering ønsker at bruge affaldsfonden til at kompensere el-værkerne for de ekstra udgifter, de måtte have, fordi DoE ikke er klar til at tage imod det udbrændte brændsel. Dette finder el-værkerne uacceptabelt, idet de mener, at kompensationen skal komme fra regeringens midler, ikke fra elforbrugernes, da det er DoE, der har ansvaret for problemet. El-værker har krævet, at de midler, der fremover indbetales til fonden, sættes ind på en spærret konto. De ønsker også, at retten udpeger en person, der skal overvåge, at DoE lever op til sine forpligtelser. En amerikansk domstol har ikke villet udtale sig om, hvorvidt fondsmidlerne kan anvendes til at kompensere de selskaber, som ikke har lagerfaciliteter til deres udbrændte brændsel.

DoE har tilbudt, at el-selskaberne, indtil DoE kan tage imod brændslet, kun behøver at betale deres andel af DoE's faktiske affaldsprogram. Til gengæld skal el-værkerne undlade at anlægge sag mod DoE. El-selskaberne har ikke fundet tilbuddet acceptabelt. I stedet blev der anlagt sag ved den amerikanske højesteret, hvor det krævedes, at DoE øjeblikkelig tager imod det udbrændte brændsel. Det kræves også, at bidragene til affaldsfonden bortfalder eller i hvert fald reduceres, indtil DoE begynder at modtage det udbrændte brændsel. En række stater støtter el-værkernes sag, men højesteret har nægtet at tage den op.

Baltimore Gas & Electric har som det første amerikanske el-selskab søgt de amerikanske reaktorsikkerhedsmyndigheder, NRC, om en 20 års levetidsforlængelse for Calvert Cliffs kernekraftværket. Også Duke Power har ansøgt om 20 års levetidsforlængelse for dets Oconee kernekraftværk. Andre el-selskaber, f.eks. Florida Power & Light, planlægger lignende ansøgninger.

Det firma i verden, der har bygget flest kraftreaktorer, Westinghouse, er af ejeren, CBS Corp., blevet solgt til et konsortium bestående af det amerikanske ingeniørfirma Morrison Knudsen og det europæiske British Nuclear Fuels Ltd (BNFL). Westinghouse sigter især mod det kinesiske marked og har indgået en aftale med Kina om udvikling af avancerede PWR-anlæg. Westinghouse fik i september den endelige godkendelse af firmaets design for AP600-reaktoren, et 600 MWe reaktoranlæg med passive sikkerhedssystemer.

Det statsejede berigningsselskab, U.S. Enrichment Corp. (USEC), som driver de amerikanske berigningsanlæg, er blevet privatiseret, idet det er blevet omdannet til et aktieselskab og aktierne solgt.

DoE fik tre tilbud på sin anmodning om forslag til, hvorledes man kan komme af med det amerikanske overskudsplutonium fra kernevåben ved at fremstille MOX-brændsel og at bruge dette i kraftreaktorer. De tre tilbud kom fra tre konsortier, et ledet af Duke Engineering&Services, et af Siemens og et af BNFL. Af disse ser det ud til, at tilbuddet fra Duke Engineering&Services vil blive accepteret.

Der skete heller ikke i 1998 de store fremskridt m.h.t. oprettelse af nye deponier for lavaktivt affald. Såvel i Californien, i Texas og i North Carolina har man projekter for nye deponier, men de er af mange grunde, politiske, legale og økonomiske, løbet ind i vanskeligheder. I andre stater, f.eks. New Jersey og Nebraska, har man indstillet eller overvejer man at indstille arbejdet med at etablere et deponi. Der er fortsat deponier i drift: US Ecology's deponi ved Richland, Washington, Envirocare's deponi i Utah og Chem-Nuclears deponi ved Barnwell i South Carolina. I South Carolina har delstaten pålagt deponiet en særlig skat, der skal bruges til legater til den højere uddannelse i staten. Chem-Nuclear har imidlertid p.g.a. dets høje priser, som igen skyldes denne skat, svært ved at garantere, at det kan opfylde legatkravene over en 25 års periode. Chem-Nuclear søger derfor at få producenter af lavaktivt affald til at tegne langtidskontrakter.

7.6 Afrika, Asien og Australien

I Afrika, Asien og Australien har Indien, Japan, Kina, Pakistan, Sydafrika, Sydkorea og Taiwan kernekraftværker.

Indien

Indien har i alt 10 kraftreaktorer (2 BWR og 8 CANDU). Kapaciteten er dog kun 1840 MWe, idet flere af de i sig selv små enheder kører på nedsat effekt. Yderligere ca. 4000 MWe er under bygning eller planlagt. Kernekraften dækker ca. 2% af elforbruget. Den gennemsnitlige kapacitetsfaktor steg i finansåret 1997 – 98 til 72%, heri ikke medregnet de to ældste CANDU-reaktorer (Rajasthan), som har været igennem en omfattende renovering, men nu er i drift igen.

Der er fire 220 MWe CANDU-reaktorer under bygning og projekterne nærmer sig deres afslutning. Ved Tarapur nær Bombay har man nu indledt byggeriet af to af de nye indisk-designede 500 MWe tungtvandsreaktorer (CANDU-type). Endvidere har man genoplivet en gammel aftale fra sovjettiden om levering af to russiske VVER-1000 reaktorer, som nu er under bygning i Kudankulam i den sydlige delstat Tamil Nadu. Sidstnævnte aftale har i øvrigt vakt internationalt røre, dels fordi Rusland yder 4% lån (ligesom til Kina), d.v.s. kun godt det halve af renten for IMF's lån til Rusland, dels fordi aftalen fulgte kort efter de indiske kernevåbensprængninger og derved undergraver USA's og andre landes økonomiske sanktioner. De to reaktorer er dog omfattet af IAEA's kontrol, hvilket man ellers har afvist for nogle af de andre reaktorer. Indien foretog sin første prøvesprængning i 1974.

I mangel af tilstrækkelig udviklingshjælp på grund af Indiens kernevåbenpolitik har man måttet opbygge sin egen uafhængige kernekraftindustri, støttet af et alsidigt forsknings- og udviklingsprogram. En 40 MWt prototype hurtigreaktor (FBR) er i prøvedrift, og man arbejder på udvikling af en 500 MWe FBR, som ventes driftsklar inden år 2010.

Brændselskredsløbet, der bygger på egne ressourcer, omfatter alt undtagen uranberigning (til BWR). Man forsøger at gøre sig uafhængig, dels ved at gå over til MOX-brændsel (med genvundet plutonium), dels ved udvikling af thorium-baseret brændsel. Indien har nogle af verdens største thoriumreserver.

Japan

Japans kernekraftværker, hvis rygrad udgøres af letvandsreaktorer (lidt flere BWR end PWR) omfatter i alt 53 reaktorer med en samlet elektrisk effekt på 45.000 MWe. I 1997 var den gennemsnitlige belastningsfaktor 83%, og kernekraften dækkede knap 35% af elforbruget. Yderligere ca. 20 reaktorer, heraf 10 avancerede kogendevandsreaktorer (ABWR), forventes taget i drift inden år 2010, hvor den installerede nukleare effekt er planlagt til at være 70.000 MWe. Hvorvidt dette mål kan nås, er til debat i lyset af den økonomiske recession stillet over for målsætningen fra FN's klimakonference i Kyoto om 6% CO₂-reduktion i år 2012 sammenlignet med 1990-niveauet.

Efter færdiggørelsen i 1997 af Kashiwazaki-Kariwa-værket (7 reaktorer på i alt 8212 MWe) er der for tiden kun én reaktor under bygning, og den ældste reaktor (Tokai-1) er nu lukket med henblik på dekommissionering. Man forventer dog at påbegynde byggeriet af 4 nye reaktorer inden år 2000, bl.a. Higashidori-1, hvor man efter 30 års forhandlinger endelig er kommet overens med de lokale fiskere om, at der skal etableres et nyt værk (det første nye i 10 år).

Det statslige Power Reactor and Nuclear Fuel Development Corporation (PNC), som hidtil har stået for udviklingen af hele plutonium-teknologien, herunder den hurtige formeringsreaktor (FBR), er efter en omfattende reorganisering genopstået som Japan Nuclear Cycle Development Corporation (JNC). Årsagen til reorganiseringen var dårlig ledelse og misinformation om uheldene med en natriumlækage fra FBR-prototypen Monju (280 MWe) og en brand i Tokai-bituminiseringsanlægget for lavaktivt affald. Her tre år efter Monju-uheldet venter man stadig på, at situationen skal blive moden til at starte op på ny, idet man forsøger at skabe et nyt og bedre image med større åbenhed.

Ifølge langtidsplanerne for overgang til plutoniumbrændsel skal Monju successivt efterfølges af to større enheder, inden FBR-reaktorerne afløser letvandsreaktorerne omkring år 2030. Den avancerede termiske reaktor, Fugen, der var tænkt som et mellemlid ved overgangen fra letvandsreaktor-teknologien, skal nedlukkes om 3 – 5 år. Endvidere skal en række af PNC's aktiviteter omkring uranefterforskning (i udlandet), berigning og oparbejdning overgå til industrien i løbet af de kommende år.

Brugen af MOX-brændsel (plutonium-uranoxid blanding) i letvandsreaktorerne fungerer teknisk set tilfredsstillende og ventes at skulle holde trit med plutonium-produktionen. Man forventer overgang til MOX-brændsel for 3 – 4 reaktorer inden år 2000 og 16 – 18 reaktorer i år 2010.

Opførelsen af et oparbejdningsanlæg for brugt brændsel (800 t/år) ved Rokkasho-mura (Nord-Honshu) er ramt af gentagne forsinkelser samt af prisstigninger, der har øget anlægsprisen til over det dobbelte. Dette anlæg forventes efter år 2003 at overtage en stigende del af brændselsoparbejdningen, som hidtil er foregået i Frankrig og Storbritannien.

JAERI, som varetager kernekraftforskningen, har igangsat en 30 MWt grafit-modereret, heliumkølet højtemperatur-reaktor. Formålet er bl.a. forsøg med brintproduktion ved omdannelse af naturgas og vanddamp.

Kina

Kina har tre trykvandsreaktorer på i alt 2100 MWe i drift. De dækker ca. 1% af elforbruget. Inden for femårsplanen 1996 – 2000 forventes igangsat byggeri af yderligere otte reaktorer. De ambitiøse langtidsplaner forudser en kernekraftkapacitet på 50.000 MWe i år 2020 og mindst 150.000 MWe i år 2050. Elproduktionen vil dog fortsat være domineret af kul- og vandkraft.

Den eksisterende 300 MWe PWR, som for tiden er nedlukket p.g.a. lækage ved instrumentstutsene, og de to 600 MWe PWR under opførelse ved Qinshan nær Shanghai er af kinesisk konstruktion (med import af visse hovedkomponenter). Qinshan fase 3 bliver efter aftale med Canada to 700 MWe CANDU-reaktorer, som nu er under bygning. Endvidere er to russiske VVER-1000 under bygning i Jiangsu-provinsen nord for Shanghai. I Guangdong-provinsen nær Hong Kong er to franskbyggede 900 MWe PWR i drift og to andre på 985 MWe er under bygning. Planerne for Guangdong-provinsen omfatter i alt 12 enheder.

Under de næste to femårsplaner frem til år 2010 ventes der igangsat byggeprojekter for ca. 20 reaktorer. Man forsøger at lægge en konsekvent linie for den næste generation, der peger frem mod en stigende grad af selvforsyning. Ud over at satse på PWR-teknik skal dette ske ved teknologioverførsel og størst mulig deltagelse af indenlandsk industri. Kontrakterne skal naturligvis også indeholde gunstige finansieringsvilkår. Tidligere udmeldinger om, at man ønsker enheder på ca. 1000 MWe af prøvet konstruktion, synes på det seneste afløst af ønsker om større enheder, hvilket også har bragt ABWR på banen. Efter

at USA nu har ophævet eksportforbudet af kernekraftteknologi til Kina, er konkurrencen på dette lukrative marked blevet skærpet.

En anden faktor, der kan sætte yderligere skub i udviklingen, er den planlagte reformering af det centralistiske China National Nuclear Corporation (CNNC), hvorved organisationen tilpasses den moderne markedsøkonomi. Dels vil man udskille den militære del for sig, dels bliver den civile del efter fransk og sydkoreansk forbillede opdelt i en politisk-administrativ del og en industriel og driftsmæssig del med lokale profitcentre.

Reaktorbrændslet produceres i Yibin, Sichuan, på grundlag af egne uranreserver (57.000 t U påvist). Man stiler mod at beherske alt vedrørende brændsels-kredsløbet. Man er bl.a. i gang med ved russisk hjælp at udskifte de eksisterende diffusionsberigningsanlæg med mere energiøkonomiske centrifugeanlæg i det centrale Kina. Endvidere planlægger man anlæg til oparbejdning af brugt brændsel med henblik på genanvendelse af plutonium. Forskningsprogrammet omfatter både formerings- og højtemperaturreaktorer.

Pakistan

Pakistan har en ældre 125 MWe CANDU-reaktor i drift og en kinesisk leveret 300 MWe PWR under opførelse. Projektet er næsten fuldført trods modstand fra de højt industrialiserede lande. Ligesom med Indien er problemet Pakistans afvisning af fuld IAEA-kontrol og af ikke-spredningsaftalen. Efter Pakistans og Indiens prøvesprængninger er begge lande kommet under øget pres for at tilslutte sig de internationale traktater mod kernevåben.

Sydafrika

Koeberg kernekraftværket med to 920 MWe PWR-enheder dækker ca. 5% af Sydafrikas elforbrug. Brændselsproduktionen er under omstrukturering og skal fremover foregå på markedsvilkår.

Det store sydafrikanske kraftværksselskab Eskom er langt fremme med planer om at bygge modulariserede højtemperatur, gaskølede reaktorer med kugleformede brændselelementer ("pebble bed reactor"). Med små moduler på ca. 100 MWe opnås sikkerhed mod kernenedsmeltning uden nødkøling, og med gasturbiner i et lukket helium-kølekredsløb opnås en termisk effektivitet på ca. 45% mod 35% i letvandsreaktorer. Herved beregnes elproduktionsprisen at blive næsten lige så lav som på basis af de billige sydafrikanske kul. Man forventer at træffe endelig beslutning i 1999 om eventuel bygning af et demonstrationsmodul, der kan stå færdigt i 2003.

Sydkorea

Sydkorea er det land i det østasiatiske vækstområde, der har den højeste nukleare dækningsgrad (ca. 42% af elforbruget) og den hurtigste udbygningstakt. Der er 14 reaktorer i drift (11 PWR og 3 CANDU-reaktorer) på tilsammen 12.000 MWe. Den gennemsnitlige belastningsfaktor i 1998 var 90%.

To af reaktorerne er sat i drift i 1998. Samtidig har man påbegyndt jordarbejdet til to nye, og yderligere 4 reaktorer er under bygning. På grund af den finansielle krise er tempoet noget reduceret i de seneste planer. Ifølge disse ventes yderligere 10 reaktorer bygget og 2 nedlagt inden år 2015, hvorved den samlede kapacitet bliver 27650 MWe.

De nyeste trykvandsreaktorer er baseret på ABB Combustion Engineerings PWR, og man har deltaget aktivt i udviklingen af det nye avancerede System 80+ design (1300 MWe), som indgår med fire enheder i planerne frem til år

2015. CANDU-reaktorerne ventes at indgå i den såkaldte Dupic-brændselscyklus, hvor man genbruger brugt PWR-brændsel i CANDU og derved udnytter plutonium uden oparbejdning. Det er dog usikkert, om man vil bygge flere CANDU'er, når reaktor 4 ved Wolsung står færdig næste år, da de større PWR giver bedre arealudnyttelse.

De seneste politiske signaler efter præsidentskiftet tyder på, at en ny nedjustering af udbygningsplanerne er i vente. Samtidig bebudes ændringer af hele energipolitikken i mere demokratisk retning. Endvidere arbejder man på en liberalisering af el-markedet og en stigende privatisering af både kraftværkssektoren og industrien for at skaffe kapital, idet staten dog foreløbig bevarer majoriteten.

Syd Korea er stort set selvforsynende med hensyn til kernekraftteknologi (bortset fra uranproduktion og berigningsanlæg) og man er desuden aktiv på eksportmarkedet. Det brugte brændsel opbevares midlertidigt, indtil der træffes beslutning om eventuel genoparbejdning. Forsknings- og udviklingsprogrammet omfatter både den hurtige formeringsreaktor og fusion.

Taiwan

Taiwans seks letvandsreaktorer på i alt 5150 MWe leverer ca. 25% af elforbruget og den gennemsnitlige belastningsfaktor i 1997 var 80%. Det fjerde kernekraftværk, som er under opførelse ved Lungmen, bliver to 1350 MWe ABWR fra General Electric og japanske partnere. Også de øvrige reaktorer er amerikansk byggede, idet Taiwan ikke har en selvstændig kernekraftindustri.

Øvrige lande

En række andre lande er potentielle kernekraftlande.

Iran har en aftale med Rusland om foreløbigt at færdiggøre en af de to ufuldendte PWR-enheder ved Bushehr, som Siemens forlod i 1979. Reaktoren, som bliver en VVER-1000 enhed, skal være driftsklar i år 2002. Ud over færdiggørelse af den anden enhed er der planer om to mindre enheder leveret af Rusland eller Kina.

Tyrkiet har modtaget tilbud fra tre konsortier på opførelse af det planlagte Akkuyu-kernekraftværk ved Middelhavet. Det er tredje gang dette forsøges. Tyrkiet har i øvrigt store thoriumforekomster.

Nordkorea har accepteret IAEA-kontrol og stop for produktion af våbenplutonium mod til gengæld at modtage to sydkoreanske 1000 MWe reaktorer, finansieret af en international organisation (KEDO). Arbejdet på byggepladsen er startet, men trækker ud p.g.a. politiske og kontraktlige forviklinger.

Flere fjernøstlige lande (Thailand, Vietnam, Indonesien) har seriøse overvejelser om indførelse af kernekraft, men de aktuelle finansielle vanskeligheder fremmer ikke planerne.

Australien har ingen kernekraft, men har ligesom en række afrikanske lande (Gabon, Niger, Namibia) eksport af uran.

8 Udviklingstendenser inden for forskellige reaktortyper

8.1 Trykvandsreaktorer (PWR)

Udvikling af nye reaktortyper er en kontinuert proces, som for en stor del består af forbedring af de eksisterende reaktortyper ud fra driftserfaringer.

EPR – Den europæiske trykvandsreaktor

Det fransk/tyske design for den europæiske trykvandsreaktor, EPR, er stadig under udvikling. Basis-design-fasen er afsluttet, og i øjeblikket arbejdes der på optimering af omkostningerne. En komité under det franske parlament har foreslået at bygge den første enhed i 2003 og efterfølgende at bygge yderligere seks eller syv enheder. Denne anbefaling er baseret på strategiske og økonomiske overvejelser. Ved at øge effekten fra 1500 til 1800 MWe og samtidig lade reaktorerne køre som grundbelastning skulle prisen pr. kWh blive 18 centimes (eller 20 øre). Tyskland forventes at bygge senere end Frankrig, dels p.g.a. de politiske forhold, dels fordi Tyskland ikke i øjeblikket har brug for nye grundlastværker.

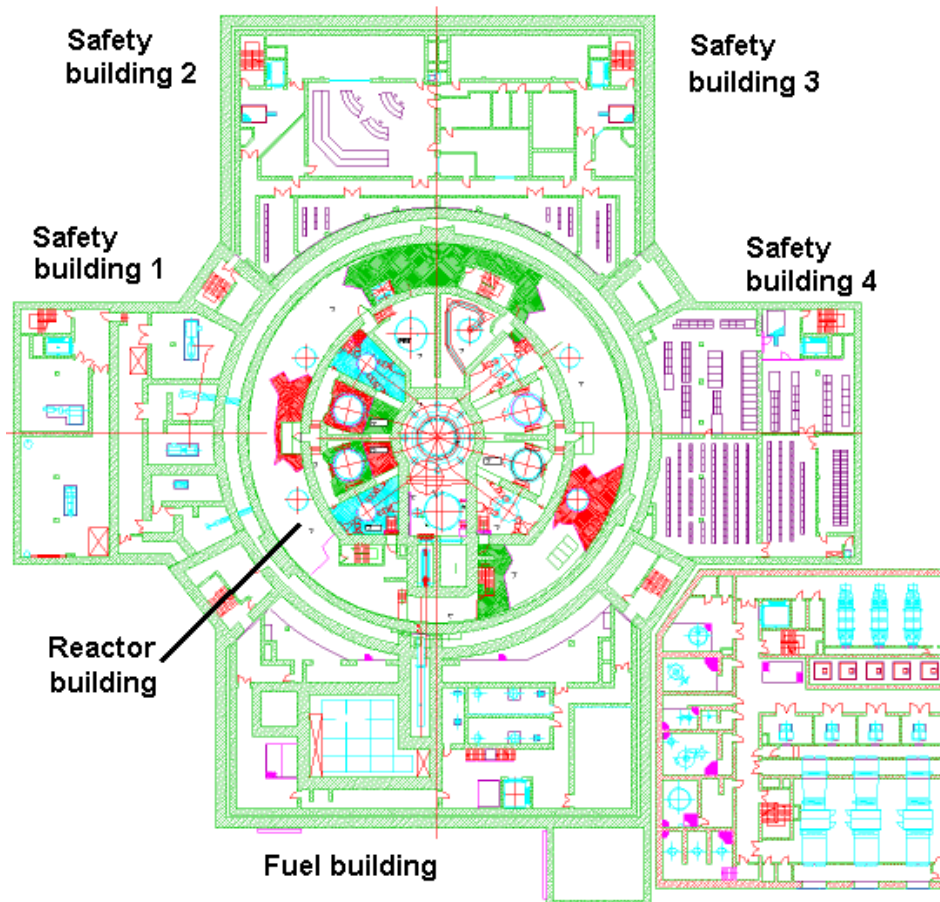
EPR benytter en høj grad af redundans i de forskellige sikkerhedssystemer. Det nye sikkerhedskoncept for EPR nedsætter, sammenlignet med idriftværende trykvandsreaktorer, sandsynligheden for alvorlige uheld yderligere gennem følgende foranstaltninger:

- Optimeret drift og optimale sikkerhedssystemer
- Længere reaktionstider p.g.a. kernens lave effektæthed og store vandmængder i det primære kredsløb
- Forbedret procesovervågning gennem brug af avanceret kontroludstyr.

EPR er designet til at opfylde strenge sikkerhedskrav for at gøre sandsynligheden for, at et alvorligt uheld får konsekvenser uden for værket, så lille, at det hverken vil være nødvendigt at evakuere beboere eller at indføre alvorlige restriktioner på dyrkning af landbrugsjorden.

For at kunne kontrollere udviklingsforløbet under et alvorligt uheld og minimere dets potentielle konsekvenser, skal designet opfylde nedenstående betingelser:

- En smeltet kerne skal forblive inde i reaktorindeslutningen
- Den primære indeslutning skal forblive teknisk tæt, d.v.s. at udslipshastigheder skal være under 1 volumen% pr. dag. Alle udslip skal opsamles i den sekundære indeslutning, som omslutter den primære (se Figur 8.1)
- Den sekundære indeslutning skal være ventileret gennem filtre og en skorsten
- Indeslutningsfiltrene skal kunne tilbageholde mindst 99 % af alle aerosoler og radioaktive jodpartikler
- Trykket i den sekundære indeslutning skal være lavere end atmosfæretryk såvel under normal drift som i tilfælde af et uheld.



Figur 8.1. Grundplan af EPR.

For EPR er der opstillet sikkerhedsmæssige mål i forbindelse med en kerne-
nedsmeltning:

- Intet behov for modforanstaltninger (undtagen uddeling af jodtabletter) uden for anlægsområdet
- Intet behov for evakuering i afstande på mere end 2 km fra reaktoren
- Ingen langtidsrestriktioner på fødevarer efter den anden høst

Westinghouses AP 600

USA's Nuclear Regulatory Commission har givet den endelige godkendelse af Westinghouses avancerede, passive reaktordesign, AP-600. Det er det tredje avancerede reaktordesign, som opnår denne godkendelse. De to andre er General Electrics ABWR, hvoraf der allerede er flere enheder i drift, og ABB's System 80+.

Nye værker

I Sydkorea er Ulchin-3, en 1000 MWe PWR af typen KSNP (Korean Standard Nuclear Power Plant), netop taget i kommerciel drift i august 1998. Yderligere

tre identiske enheder, Ulchin-4, -5 og -6, er planlagt at komme i drift i december 1999, i september 2004 og i september 2005.

8.2 Kogendevandsreaktorer (BWR)

ABB's BWR 90+ design

ABB Atom fortsætter udviklingen af BWR-konceptet. Fra 1972 og til 1985 er der sat 11 BWR anlæg i drift i Sverige og Finland. Seks af disse anlæg er af det nye BWR 75 design. Det indeholder bl.a. interne recirkulationspumper, bevægelse af kontrolstavene i mindre spring og et firedobbelt sikkerhedssystem.

I 1986 startede ABB Atom sammen med det finske TVO udviklingen af BWR 90, som bliver designet ud fra erfaringerne fra de idriftværende enheder. I 1991 blev dette design afsluttet og tilbudt Finland, som en mulighed for den femte, finske kernekraftværk. Dette er dog endnu ikke besluttet bygget.

Målet for ABB's program er at udvikle og vedligeholde kogendevandsreaktoren som en mulighed på det internationale marked. Hovedformålene er at reducere totalomkostningerne af energiproduktion og at øge anlæggenes sikkerhed, især med henblik på befolkningens accept.

BWR 90+, som er en videreudvikling af BWR 90-designet, er karakteriseret af en optimeret blanding af gennemprøvet og ny teknologi. Det indeholder sikkerhedsmæssige forbedringer baseret på erfaringer med konstruktion og drift af de igangværende anlæg. BWR 90+ designet indeholder de velgennemprøvede konstruktioner såsom interne recirkulationspumper og finregulering af kontrolstængernes bevægelser. Der er indført en ny type betonindeslutning, som er beskrevet nedenfor. Designmålet er at klare et uheld, hvor kernen smelter. Herved sikres befolkningen og omgivelserne i tilfælde af et sådant uheld.

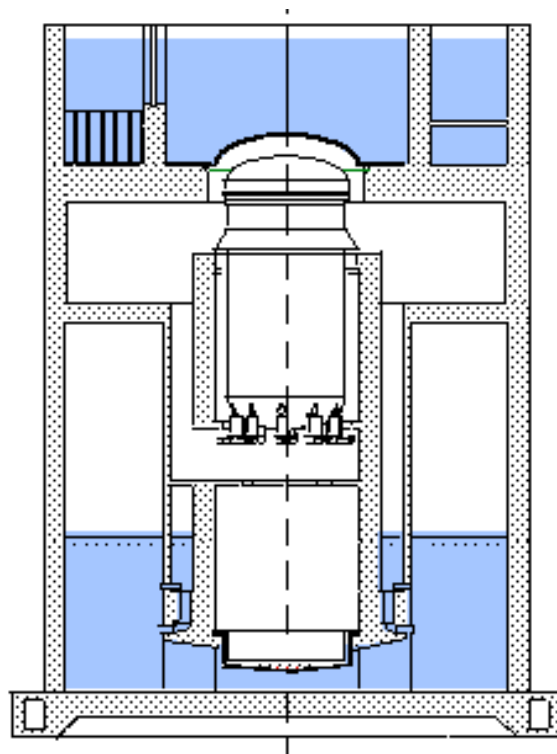
BWR 90+ designet er baseret på generelle, internationale koder og standarder. Derudover er der lagt stor vægt på STUK's (Finlands nukleare sikkerhedsmyndighed) nye krav:

- Anlægget skal designes således, at der ikke kommer noget udslip i den første periode efter et alvorligt uheld, formodentlig 72 timer, også selvom alle de materialer i reaktorkernen, der let oxiderer, reagerer med vand.
- Designet skal indeholde et indeslutningsventilationssystem
- Der skal indføres et separat system til at kontrollere reaktortrykket under en transient.
- Anlægget skal designes til at klare et "tab-af-kølemiddel-uheld" under nedlukning, f.eks. forårsaget af menneskelige fejl under arbejdet med brændsels-udskiftning.
- Reaktivitetskontrollsystemet skal designes således, at en beskadiget reaktor holdes underkritisk under et alvorligt uheld.

Det nye design af indeslutningen i BWR 90+ er karakteriseret ved en robust konstruktion og letforståelige principper:

- Større rumfang for at undgå brinteksplosioner ved en kernenedsmeltning.
- Eliminering af rør- og kabelgennemføringer nederst i indeslutningen.
- En smeltet kerne skal forblive inde i indeslutningen.
- Bortledning af henfaldsvarme ved både aktive og passive kølesystemer.
- Kernen vil forblive dækket af vand, hvis kølemiddeltilførslen tabes under brændselsskift, idet de nederste rør- og kabelgennemføringer er placeret over kernen.

Indeslutningen er ikke i sig selv den primære barriere ved en kernenedsmeltning. En tør "kerneopfanger" under reaktortryktanken er nedsænket i vandbassinet i indeslutningen (se Figur 8.2). I tilfælde af et alvorligt uheld med kernenedsmeltning til følge vil den smeltede kerne opsamles i kerneopfangeren,



Figur 8.2. Indeslutningen i BWR 90+ designet.

og vandet i bassinet vil køle den. Dette nye design reducerer risikoen for dampexplosioner, og samtidig mindskes risikoen for en reaktion mellem den smeltede kerne og betonen. Opbygning af tryk forhindres passivt i et døgn uden aktivering af beskyttelsessystemet mod overtryk. Selve indeslutningen fungerer som et passivt system, og der vil praktisk taget ikke være noget udslip til omgivelserne. Ved at aktivere andre, passive og aktive kølesystemer kan udslip forhindres i meget lang tid. Ved ligeledes at aktivere ventilationen med filtre kan langtidstrykket reduceres.

I BWR 90+ designet er der ingen åbninger eller rør- og kabelgennemføringer i den nedre del af reaktorindeslutningen.

Målet og ydeevnen for BWR 90+ er:

- Nominel elektrisk effekt: 1500 MWe
- Samlet konstruktionstid: 48 måneder
- Gennemsnitlig udnyttelsesgrad: over 90 %
- Gennemsnitlig nedlukningstid for brændselsskift: under 20 dage pr. år
- Kapitalomkostninger: af størrelsesordenen US\$ 1600 pr. kWe

Store enheder gør kernekraft mere konkurrencedygtig sammenlignet med fossile kraftværker (kul eller naturgas).

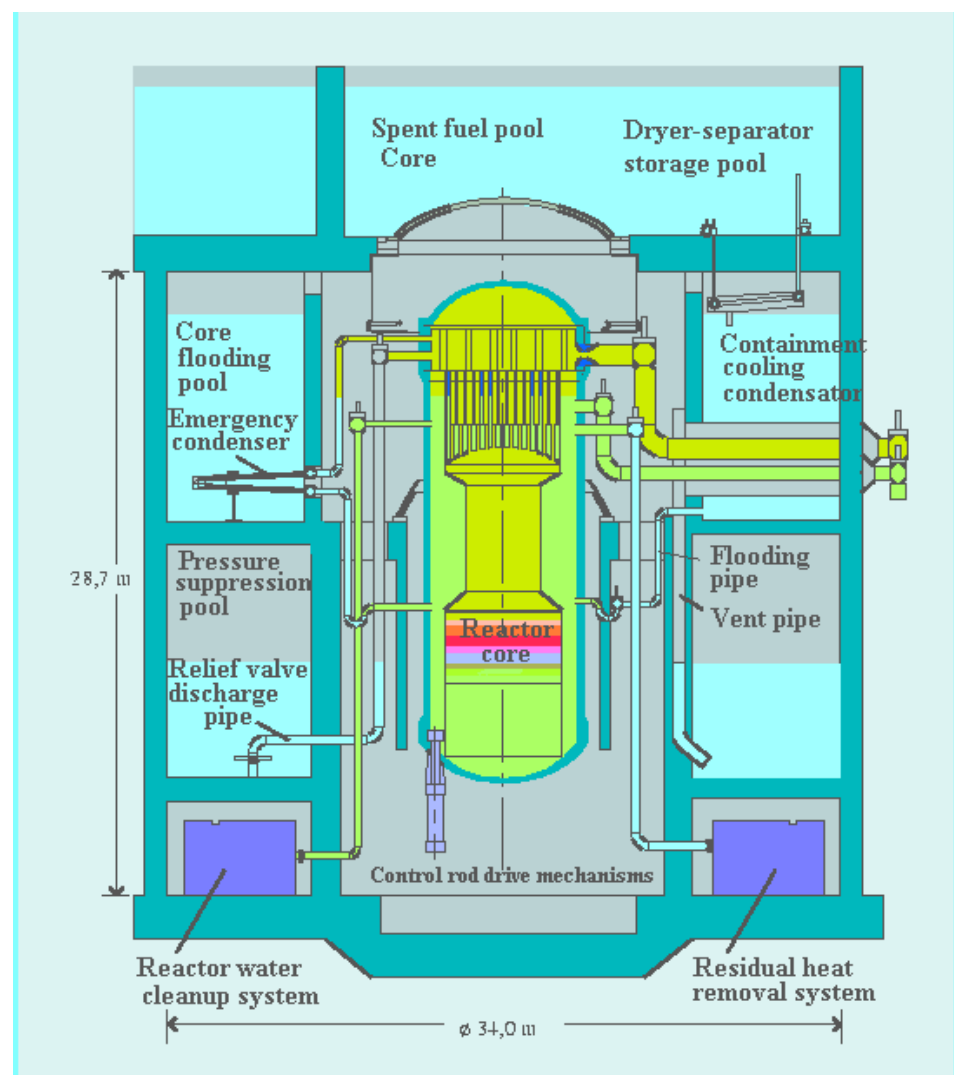
Driftspålideligheden bidrager væsentligt til den totale økonomi for anlægget. BWR 90+ designet indeholder alle de konstruktioner fra BWR 75, som har ud-

vist høj driftspåidelighed. Derudover har en effektiv erfaringsudveksling med det finske TVO bidraget til forbedringer med hensyn til drift og vedligeholdelse. De elektriske systemer er blevet simplificerede, og antallet af komponenter reduceret.

Siemens' SWR 1000

Det tyske firma Siemens har udover EPR endnu et designprojekt i gang for en 1000 MWe kogendevandsreaktor, SWR 1000, som også tilhører næste kraftreaktorgeneration. Der er søgt myndighedsgodkendelse af designet. Det er en parallel til EPR, men ifølge Siemens ikke en potentiel konkurrent, da reaktortyperne er møntet på hver sit marked.

Projektet repræsenterer en anden sikkerhedsfilosofi end EPR-designet. Hovedtrækkene i SWR 1000-projektet er brugen af passive sikkerhedssystemer til at kontrollere uheld og transienter. Aktivisering og brug af disse sikkerhedssystemer er udelukkende baseret på naturlovene. Desuden anvendes komponenter, der allerede er godt gennemprøvede og har vist sig at være driftssikre. Dette muliggør simplificering af systemerne (se Figur 8.3).



Figur 8.3. Tværsnit af reaktorbygningen for SWR 1000 designet.

Sikkerhedskonceptet for SWR 1000 indeholder - udover de velkendte, aktive systemer - følgende fire hovedelementer til håndtering af uheld:

- Forbedret sikkerhed gennem introduktion af passive systemer
- Anlægget er velegnet til at klare transienter og uheld
- Aktiv ventilation er ikke nødvendig ved uheld
- En endnu lavere sandsynlighed for kernenedsmeltning end den, der gælder for de kogendevandsreaktorer, som er i drift i dag.

I tilfælde af en kernenedsmeltning betyder tilbageholdelsen og kølingen af den smeltede kerne, at det ikke er nødvendigt at evakuere befolkningen uden for anlægsområdet.

Nye værker

I Japan er der givet tilladelse til opførelse af et helt nyt reaktoranlæg, Higashidori-1. Det bliver en kogendevandsreaktorenhed på 1100 MWe. Konstruktionen begyndte i december 1998 og anlægget forventes at blive taget i kommerciel drift i juli 2005.

8.3 Tungtvandsreaktorer

Tungt vand (D_2O) er vand, hvor brintatomkernerne består af en proton og en neutron. D_2O er et effektivt moderatormateriale med ringe tilbøjelighed til at indfange neutroner. Dette gør, at reaktorer, der modereres med D_2O , dels kan drives med naturligt (uberiget) uran, dels kan udnytte uranet effektivt, d.v.s. producere mere energi pr. kg naturligt uran end letvandsreaktorer. Det er især Canada, der har udviklet og fastholdt tungtvandslinien.

Den canadiske reaktor, CANDU (CANadian Deuterium Uranium), er både kølet og modereret med D_2O i en ret enestående reaktorkonstruktion, hvor det varme kølemiddel (og uranbrændslet) er indeholdt i vandrette trykrør, der er adskilt fra den kolde moderator ved koncentriske kalandrilarør. Brændselsudskiftning sker under drift, hvilket bidrager både til den gode udnyttelse af brændslet og til en stor driftstilgængelighed (kortere nedlukningsperioder).

Canada har ikke blot bygget reaktorer til landets eget brug, men også eksporteret dem til en række lande (Argentina, Sydkorea, Indien, Pakistan og Rumænien), og har for nylig indgået aftale med Kina om levering af 2 reaktorer. Til brug i kapløbet om markedet for fremtidige, mindre reaktorer tilbyder Canada nu typen CANDU-3 på 450 MWe, der i forhold til den hidtidige eksportmodel, CANDU-6 på 665 MWe, er noget enklere i opbygning og i højere grad baseret på fabriksfremstillede dele.

Dette, sammen med en modularisering af bygningerne (præfabrikerede moduler á max. 500 tons) sikrer en kort byggeperiode og en høj garanti mod fejl, og dermed en pris, der gør den konkurrencedygtig med større CANDU-enheder.

Også en større CANDU-type, CANDU-9, på ca. 1000 MWe er under udvikling i Canada. Denne type er en videreudvikling af 900 MWe reaktorerne i Darlington, Canada. Man satser også her på at gøre byggearbejdet på stedet så effektivt og hurtigt som muligt, og har lanceret princippet om "topmontering", d.v.s. at alle store komponenter skal kunne monteres ved hjælp af en meget kraftig kran.

Tungtvandsreaktorer er bedre end letvandsreaktorer til at udnytte plutoniumbrændsel. Canada har derfor foreslået brug af CANDU-enheder som plutoni-

umbrændere, dels for plutonium produceret i letvandsreaktorer, dels for militært plutonium fra demonterede kernevåben.

8.4 Gaskølede reaktorer

Den gaskølede reaktor benytter, som navnet siger, en gas, kuldioxid (CO₂) eller helium (He) som kølemiddel. Som moderator benyttes sædvanligvis grafit, men også tungt vand har været benyttet.

Storbritannien var det første land, som målrettet satsede på en udbygning med kernekraft med gaskølede, grafitmoderede reaktorer. Det første kraftværk, Calder Hall, blev sat i kommerciel drift i 1956.

Den første generation af disse reaktorer, Magnox-typen, kørte på naturligt uran, mens den anden generation, den avancerede gaskølede reaktor (AGR), kræver beriget uran (2-3% ²³⁵U).

Storbritannien er det eneste land, som i større omfang udnytter de gaskølede reaktorer i sin energiforsyning. I de øvrige lande, som har bygget gaskølede reaktorer, har der været tale om relativt få reaktorer, som nu er lukket.

Storbritannien har i dag 20 reaktorer af første generation, Magnox-typen, og 14 enheder af anden generation, AGR-typen, i drift.

Der er tegn på, at den gaskølede reaktor måske genoplives i form af den Hekølede højtemperaturreaktor.

I Japan vil en 30 MWt forsøgsreaktor måske blive startet i 1999, mens en 10 MWt demonstrationsreaktor er under bygning i Kina.

General Atomics (USA), Minatom (Rusland), Framatome og Fuji Electric (Japan) er gået sammen om et udviklingsprojekt: GT-MHR (Gas Turbine – Modular Helium Reactor). Denne reaktor forventes at kunne opnå så høj afgangstemperatur (ca. 850 °C), at He-gassen direkte kan drive en gasturbine. Brændselselementer vil være sekskantede grafitblokke med kølekanaler og indlejrede brændelseskugler. Reaktoren kan tåle stop og tab af kølemiddel uden indgreb fra aktive sikkerhedssystemer. Desuden vil den være velegnet til, at brænde våbenplutonium. Detaljeret design, test og udvikling forventes afsluttet i løbet af ca. 5 år, hvorefter en prototype skal bygges og afprøves i Rusland.

I Sydafrika er et projekt baseret på den tyske "Pebble Bed" reaktor startet. Reaktoren, som også sender den varme He direkte til en gasturbine, vil have en effekt på ca. 100 MWe. Brændslet består af grafitkugler med en diameter på ca. 60 mm med brændelseskugler indlejret. En prototype planlægges bygges i perioden 1999 til 2001 og afprøvet frem til 2003.

Det skal bemærkes, at finansieringen af disse projekter bliver en afgørende faktor. Dette spørgsmål synes endnu uafklaret.

8.5 Hurtigreaktorer

Hurtigreaktorer er reaktorer, hvor kædeprocessen forløber med hurtige neutroner.

Dette medfører at neutronproduktionen øges, hvorved konversionen af ikke-spalteligt materiale til spalteligt materiale (uran-238 til plutonium eller thorium-232 til uran 233 ligeledes øges).

Denne konversion kan blive så stor, at reaktoren fremstiller mere spalteligt materiale, end den forbruger. I så fald taler man om en formeringsreaktor.

Kølemidlet og reaktorkernens konstruktionsmaterialer må naturligvis være stoffer, der kun i ringe grad nedbremser neutroner.

Den hurtige reaktors konvertering af ikke-spalteligt materiale til spalteligt materiale medfører, at klodens reserver af uran og thorium kan udnyttes ca. 100 gange bedre, end de nuværende letvandsreaktorer er i stand til.

Dette forhold medfører, at uranprisen betyder meget mindre for en hurtigreaktor, end tilfældet er for en letvandsreaktor, hvilket igen medfører, at de potentielle brændselsreserver er meget større, når de betragtes ud fra et hurtigreaktor-synspunkt.

Det er dyrere at bygge en hurtigreaktor end en letvandsreaktor. Russiske oplysninger angiver prisen for en hurtigreaktor til at være 1,5 gange højere end prisen for en letvandsreaktor af samme størrelse. Den hurtige reaktor er imidlertid billigere i drift, hvilket reducerer den samlede forskel i omkostninger til en faktor 1,2.

Hertil kommer, at hurtige reaktorer effektivt kan omdanne radioaktivt affald med meget lange halveringstider til affald med væsentligt kortere halveringstider.

Hurtige reaktorer repræsenterer den eneste reaktortype, der er i stand til at sikre tilstrækkelig el-energi i årtusinder.

Hurtigreaktorer i drift

Frankrig, Phenix	250 MWe
Kazakhstan, BN350	150 MWe + afsaltningsanlæg
Rusland, BN600	600 MWe

Hurtigreaktorer, der er køreklare

Frankrig, Superphenix	1242 MWe
Japan, Monju	280 MWe

Hurtigreaktorer under bygning eller projektering

Rusland, Beloyarsk, BN800	800 MWe
Rusland, South Ural, 3 stk. BN800	2400 MWe

Den franske Superphenix, verdens største formeringsreaktor, er nu lukket ned endeligt ved en regeringsbeslutning af 2. februar 1998. Beslutningen er taget efter gentagne udsættelser af sagen.

Sidst i 1997 opstod der usikkerhed om det franske hurtigreaktorprogram, idet CEA foreslog en kortvarig køretilladelse til Phenix-reaktoren for lettere at få tilladelse til genstart, samtidig med at premierminister Jospin udsatte den endelige beslutning om at afvikle Superphenix-reaktoren.

De to sager er teknisk uafhængige, men nu blev de koblet sammen politisk, idet nationalforsamlingen besluttede at afvente starttilladelsen fra DSIN til Phenix-reaktoren, før man ville beslutte noget om Superphenix. Det hævdes, at DSIN's direktør Lacoste har været under pres for at anbefale genstart af Phenix-reaktoren fra de medlemmer af regeringen, der ønsker Superphenix lukket, men ikke ønsker at få skyld for afsporing af transmutationsprogrammet (omdannelse af radioaktivt affald med lang levetid til affald med kort levetid).

Jospin og hans nye socialistiske regering har indgået regeringssamarbejde med "De grønne". Dette samarbejde, hvor "De grønne" har fået miljøministerposten, måtte betales med lukningen af Superphenix.

Situationen for det franske hurtigreaktorprogram er nu:

1. Superphenix, der har været lukket ned siden december 1996, forbliver nedlukket. Demonteringsarbejdet begynder først om 5 år.

2. Phenix, der har været nedlukket siden april 1995 og efterhånden er blevet 25 år gammel, startes op. Reaktoren skal gennemføre det transmutionsprogram, som Superphenix skulle have udført.

Det er ikke uden problemer at få startet det gamle Phenix-anlæg op igen efter 4 års nedlukning. Den ene af de tre varmevekslere er defekt, men det overvejes at køre anlægget på de to resterende varmevekslere. Starten er blevet afbrudt gentagne gange, sidste gang for udskiftning af sprængplader.

Den japanske hurtige formeringsreaktor, Monju (FBR), som er et prototype-anlæg på 280 MWe, har været lukket ned siden december 1995, hvor en knækket termoelementlomme medførte en læk på 0,7 t flydende natrium fra det ene af de tre sekundære kølekredsløb. Grunden til havariet er fundet, og de nødvendige reparationer er for længst udført.

Det teknisk set lille havari medførte skandaler og politisk røre, fordi PNC ikke i begyndelsen fortalte den fulde sandhed om uheldet. Dette har ført til en omstrukturering af PNC, der nu hedder JNC (Japan Nuclear Cycle Development Institute).

Monju-reaktoren hører nu under JNC. En række sikkerhedsafprøvninger af reaktoren er udført, og anlægget er klar til at starte op, så snart det politiske klima er modent dertil. JNC agter at videreføre det japanske hurtigreaktorprogram, som det oprindeligt var planlagt.

Kazakhstans eneste kernekraftværk, den hurtige reaktor BN350 i Aktau, har fungeret godt i det forløbne år. Anlægget startede op i november efter en nedlukningsperiode med reparationer.

Efter en aftale med USA skulle reaktorkernens kappe af uran-238 skiftes ud med en kappe af stål for at undgå produktion af våben-plutonium. Det viste sig dog at blive for dyrt, så reaktoren vil fortsætte kørslen med den nuværende reaktorkerne frem til år 2005, hvor det er planen at nedlukke og afvikle anlægget. USA har lovet at overtage brændslet til deponering, når BN350 lukker endeligt ned.

Den russiske hurtigreaktor BN600 på kraftværket Beloyarsk (Beloyarsk-3) har i hele vinteren 1997 – 1998 arbejdet med en udnyttelse på tæt ved 100%. Anlægget, der har været lukket ned 5 mdr. i sommer, har, set over en længere periode, haft en rådighedsfaktor på 77%, medens planlagte nedlukninger for brændselsskift og vedligeholdelse udgjorde 21%. Ikke planlagte driftsstop udgør således kun 2%, hvilket gør anlægget til et af de mest pålidelige kernekraftværker i Rusland.

Beloyarsk-3 skulle oprindeligt være afviklet i år 2010 (efter ca. 30 års drift), men der arbejdes nu med at forlænge levetiden med op til 10 år.

Bygningen af nye hurtigreaktorer af typen BN800 har været planlagt længe. BN800 (800 MWe) er stort set en opskalering af den pålidelige BN600.

Det er planlagt at bygge i alt 4 BN800 reaktorer. 3 reaktorer skulle placeres på South Ural-værket og én reaktor på Beloyarsk. Af økonomiske grunde ser det ud til, at kun BN800 enheden på Beloyarsk vil blive bygget i nærmeste fremtid.

9 Udviklingstendenser inden for brændselskredsløbet

9.1 Uranproduktion og –pris

Fordelingsmønsteret for uranproduktionen er stort set uændret og markedet er fortsat præget af overskud på forsyningsiden.

Dette overskud skyldes bl.a. introduktionen af lavt beriget uran hidrørende fra ”nedblandet” højt beriget uran (HEU) fra kernevåbenmateriale. Endvidere medvirker privatiseringen af US Enrichment Corporation (USEC) til at øge udbuddet, idet USEC sælger ud af sine lagre.

Priserne steg kort før årsskiftet 1997/1998 kortvarigt fra 10,50 \$ pr. lb. U_3O_8 til 12,75 \$ pr. lb. for derefter at stabilisere sig omkring 10,50 \$ pr. lb.

Der er indgået en ny aftale mellem USA og Rusland vedrørende ovennævnte ”nedblandede” HEU. Aftalen omfatter nu alle tre komponenter: uran, berigning og konvertering. USA skal aftage 18 t HEU i 1997, 24 t i 1998 og herefter 20 t/år frem til år 2001. Indslusningen af disse mængder i markedet er fastlagt i USEC privatiseringsloven af 1996 og af retningslinier fra den Europæiske Union. De russiske HEU-mængder svarer til produktionen fra to ”verdensklasse” miner og skal sluses ind på verdensmarkedet samtidig med reduktion af USEC’s egne lagre. Disse er blevet forøget ved overførsel fra USA’s energiministeriums lagre af en tredjedel af de 34 mio. lb., ministeriet selv havde regnet med at sælge. Denne transaktion blev dog efterfulgt af en erklæring fra energiministeriet om, at det herefter ikke ville foretage yderligere salg de næste mange år. Dette skete for at berolige markedet og for ikke at reducere værdien for Rusland af den bilaterale aftale.

I Canada forventes det nye McClean Lake-center at starte driften omkring årsskiftet 1998/99. Centret forventes at bearbejde uranmalm fra de store Cigar Lake-forekomster fra år 2001, fulgt af malm fra Midwest Lake-minen i år 2004. McArthur River-minen forventes at starte produktionen midt i 1999. Malm herfra vil blive behandlet af Key Lake-centret, hvis forekomster er næsten udtømt. I Australien øges produktionen fra de to eksisterende centre, Ranger og Olympic Dam. Flere nye foretagender påregner at udnytte andre forekomster, såfremt den politiske situation ikke ændres. For de øvrige producenter (SNG-landene, Afrika, USA) forventes der ikke ændringer i produktionen.

40% af det årlige uranforbrug dækkes fra lagre. De resterende 60% udvindes fra miner med følgende geografiske fordeling: Canada ca. 25%, Australien ca. 13%, SNG-landene ca. 9%, Afrika ca. 9% og USA ca. 4%.

Der foregår en øget koncentration af uranproducenterne og de tre største, CAMECO, MINATOM og COGEMA vil stå for mere end halvdelen af produktionen i det næste årti. Hvis man medregner fire andre firmaer, Ranger, Olympic Dam, Namibia (Rossing Ltd) og USEC dækker de 7 næsten 80% af produktionen, som er på ca. 45.000 t U_3O_8 pr. år.

9.2 Uranberigning

Berigningsmarkedet er fortsat præget af stor usikkerhed med hensyn til fremtidig kapacitet/efterspørgsel og dermed pris.

USEC blev lanceret som privat selskab (Initial Public Offering) i juli måned, med omfattende planer for omfang af salg af lagerbeholdning, nedblanding af

højt beriget uran fra amerikanske kernevåben og overgang fra gasdiffusionsberigning (GDP) til laserberigning (AVLIS). Gennemførelsen af disse tiltag afhænger imidlertid af regeringen.

Der er fortsat overkapacitet i et marked, der ikke ser ud til at blive større. Positive langtidsprognoser forudsiger en svag stigning i behovet fra 34 mio. SWU i 1998 til 37 mio. SWU i år 2000, mens pessimistiske prognoser forudser et fald på 25% i samme periode.

Det amerikanske marked er påvirket af lukning af kraftreaktorer på grund af deregulering af el-sektoren. Kortsigtet har el-værkerne i USA øget indkøbene. Disse har for størsteparten vedkommende koncentreret sig om kontrakter for perioden 1999-2004. Markedet i det fjerne Østen vil formentlig præges af stagnation på grund af den økonomiske krise. I Europa er udsigterne også dårlige på grund af forsinkelser af planer for bygning af nye kernekraftværker og lukning af eksisterende værker.

Fordelingen af markedet for de primære leverandører er stort set som tidligere: USEC (US) 37%, Eurodif (F) 23%, Urenco (UK, D, NL) 11%, TENEX (Rusland) 25% og andre 4%.

Leverancerne til USEC fra Rusland af lavt beriget uran (LEU), fremstillet ved nedblanding af HEU, er blevet mere stabile. De forventes i 1998 at svare til 4,4 mio. SWU og 5,5 mio. SWU i de følgende år. USEC forhandler med CAMECO, COGEMA og Nukem Inc. om den pris, der skal bruges for det anvendte naturlige uran og om den pris, USEC skal betale for SWU-andelen. Sidstnævnte pris er højere end USEC's egen produktionspris, og det påvirker USEC's økonomi i negativ retning. Nedblanding af HEU af amerikansk oprindelse er lige startet. Mængden er 50 t HEU, svarende til 3,4 mio. SWU. Indslusningen af denne mængde vil også påvirke berigningsmarkedet.

Levetiden for USEC's diffusionsanlæg er afhængig af el-priser og miljøkrav. Bl.a. skal der inden år 2001 findes en erstatning for freon, der hidtil er benyttet i disse anlæg.

USA's langsigtede interesse i at være konkurrencedygtig ses af, at USEC fastholder planen om at benytte laserberigning fra år 2003. Planerne er blevet mere konkrete efter privatiseringen, og der holdes regelmæssigt møder med myndighederne for at fremme godkendelsen af en ansøgning, der vil blive indsendt i 1999.

Urenco har gradvist øget markedsandelen og udvider produktionskapaciteten. Det samlede resultat er en langsom sænkning af SWU-prisen. En udvidelse af anlægget i Capenhurst (UK) er lige sat i drift, og en udvidelse af anlægget i Gronau (D) er blevet godkendt. Endelig er et nyt anlæg ved at blive bygget i Almelo (NL).

COGEMA er stadig kraftigt involveret i berigningsmarkedet, idet SWU-salg udgør næsten 25% af firmaets indtægter (1997). Man udnytter i vidt omfang spotmarkedsalg. Man regner med, at George Besse-anlægget vil kunne drives pålideligt i 15 år endnu. Det vanskeliggør imidlertid en beslutning om eventuelt at overgå til AVLIS-processen.

TENEX deltager i ovennævnte nedblanding af HEU og prøver aggressivt at komme ind på markedet.

Louisiana Energy Service har måttet opgive planerne om et berigningsanlæg baseret på AVLIS-processen. 7 års arbejde og 34 mio. \$ er spildt. Dette skyldes problemer med at opnå godkendelse fra myndighederne, hvilket kan give problemer for USEC's planer.

Til trods for det krympende marked er udviklingen af både AVLIS-processen og centrifugeteknologien blevet fortsat.

COGEMA's SILVA program er stadig flere år bagud for USEC's, og man forventer øjensynlig, hvad USEC vil gøre.

Urenco fortsætter med forbedringer af centrifugeteknologien. Man regner med at installere den nyeste centrifugegeneration, TC 21, omkring år 2000.

USA fortsætter med at støtte den australske SILEX teknik. Dette er en forenklet AVLIS teknik, baseret på UF₆ og ikke på metaldamp.

Udviklingen af de nye laserteknologier menes at være inde i en kritisk fase, hvor det vil vise sig, om USEC og COGEMA, i et marked præget af overkapacitet og store lagerbeholdninger, fortsat vil satse på laserberigingen.

9.3 Oparbejdning eller direkte deponering af brugt brændsel

De forskellige landes holdning til, om brugt brændsel skal oparbejdes med henblik på udvinding af resturan og plutonium, er i det væsentlige uændret fra tidligere år.

Frankrig og England, der råder over de store velfungerende anlæg, la Hague og Sellafield, anser oparbejdning for at være den mest hensigtsmæssige metode til bortskaffelse af brugt brændsel. Argumenterne er tekniske, ressource-mæssige og sikkerhedsmæssige. Også Rusland går ind for oparbejdning og vil gerne udbygge oparbejdningsskapaciteten – væsentligst på Majak-anlægget – med henblik på i fremtiden at kunne sælge oparbejdning af kraftreaktorbrændsel på kommercielle vilkår. BNFL (British Nuclear Fuel) der driver Sellafield-anlægget, bidrager til opgradering af sikkerhedsforholdene på Majak-anlægget og er i øvrigt også involveret i oprydningsarbejde på tidligere militære anlæg i USA. Japan er den største kunde på oparbejdningmarkedet, mens landet forbereder sit eget store anlæg. Holland har nyligt bekræftet at ville fortsætte med oparbejdning af det brugte brændsel fra den eneste hollandske kraftreaktor, der er i drift. Også Schweiz og Belgien køber oparbejdning, mens Tyskland efter regeringsskiftet muligvis vil forsøge at opsige indgåede kontrakter.

Plutonium udvundet ved oparbejdning søges anvendt i MOX-brændsel (Mixed Oxide Fuel) til brug i letvandsreaktorer, en praksis der bliver mere og mere almindelig. Også plutonium fra demontering af atomvåben søges anvendt på denne måde både i Rusland og USA. Den primære fortaler for at undlade oparbejdning af kraftreaktorbrændsel er USA, idet man derved mener at begrænse risikoen for spredning af plutonium til brug i atomvåben. Fra begyndelsen af 1998 var DoE (Department of Energy) i henhold til lovgivningen forpligtet til at overtage brugt brændsel fra USA's kommercielle kernekraftværker. Via en afgift på el-priserne er der indsamlet rigelige midler, der skulle have været brugt til bygning af centrale statslige anlæg til mellemlagring af brændslet, men dette er ikke sket, og administrationen er under mistanke for at bruge pengene til formål, der intet har med nukleare forhold at gøre. Ud over praktiske problemer med øget behov for lokal lagerkapacitet på kraftværkerne giver det ledning til juridiske søgsmål.

Lagre for mellemlagring af brugt brændsel kan være af forskellig type. De kan være baseret på vandkøling som f.eks. i det svenske CLAB (CentralLager for Anvendt Brændsel), hvor man planlægger en større udbygning. De kan også være baseret på, at henfaldsvarmen bortskaffes ved luftkøling. Ved sidstnævnte systemer kan brændslet evt. være anbragt i de beholdere, der skal bruges ved transport og måske også ved den endelige deponering. Der er ingen tekniske problemer ved bygning af sådanne anlæg, men kapacitetsbehovet og dermed de økonomiske investeringer afhænger af, hvornår der foreligger mulighed for slutdeponering af brændselet.

Ud over USA er det navnlig Sverige, Finland og Spanien samt i de seneste år Tyskland, der går ind for direkte deponering af brugt brændsel. Begrundelsen er primært et ønske om at være uafhængig af at købe oparbejdning i udlandet, evt. kombineret med ideologisk modvilje mod selve oparbejdningsteknologien.

Miljøorganisationer, politikere med flere har i det forløbne år fremhævet eller direkte fremprovokeret en række episoder med tilknytning til oparbejdning og håndtering af brugt brændsel. Man kan nævne de fortsatte, næsten rutinemæssige demonstrationer mod transport af brændsel og højaktivt affald i Tyskland, politiske reaktioner på det midlertidigt øgede udslip af technetium-99 fra Sellafield, (der paradoksalt nok skyldes oprydning under brug af en forbedret rensningsmetode), den fransk/tyske sag omkring opdagelsen af pletter på ydersiden af transportbeholdere med kontaminationsniveauer, der lå over de tilladte lave værdier, og forsøg på at få en sag ud af et lille udslip af luftarten krypton-85 fra la Hauge anlægget. I sig selv har sagerne ringe sikkerhedsmæssig betydning, men de siger en del om de vanskelige ydre omstændigheder for arbejde med den nukleare brændselskredsløb.

9.4 Nedlægning af nukleare anlæg

En lang række mindre nukleare anlæg – f.eks. små kraftreaktorer, forsøgsreaktorer og oparbejdningsanlæg, der er blevet forældede, eller som af økonomiske eller politiske grunde er taget ud af drift, befinder sig i forskellige stadier af nedlukning rundt omkring i verden.

Hensigten vil normalt være at fjerne anlæggene helt, d.v.s. at rydde op til det, man kalder ”green field” status. Forskellige praktiske forhold kan imidlertid medføre, at oprydningen trækker ud over en længere periode. Et hensyn kan være at vente på, at kortlivede isotoper forsvinder p.g.a. henfald, men lige så væsentligt er, at der ikke rådes over et fungerende system til deponering af voluminøst lav- og mellemaktivt affald fra nedrivningen. Regler for sortering og deklassificering af materialer, der kan frigives til genbrug eller bortskaffes som almindeligt affald er også nødvendige. Internationalt accepterede retningslinier er på vej, men området er kompliceret, bl.a. fordi regulering af håndtering af naturligt forekommende radioaktive stoffer ved almindelig industrivirksomhed, bør falde ind under tilsvarende regler. En sammenligning af den samlede risiko ved genbrug af svagt forurenede materiale med risikoen ved udvinding af en tilsvarende mængde fra ny råstoffer burde være relevant for fastlæggelsen af regler for genbrug. Her vil konventionel risiko ved minedrift normalt være helt dominerende.

Erfaringer og udviklingsarbejde udført i forbindelse med de igangværende nedrivningsprojekter for reaktorer på op til nogle 100 MWe vil danne baggrund for den fremtidige fjernelse af store kraftreaktorer. Der bliver tale om en betydelig industriel virksomhed med påbegyndelse af nedrivning af henved 10 store enheder om året, hvor arbejdet med hver vil strække sig over en længere periode.

Ved kraftreaktorer vil de økonomiske midler til nedlægning normalt være sparet op under de foregående 30-40 års drift. Ved forskningsanlæg, prototyper og anlæg, der er taget for tidlig ud af drift må nedlægningen dækkes af andre indtægter eller specialbevillinger. Et eksempel i den dyre ende er afviklingen af den hurtige formeringsreaktor og det tilhørende oparbejdningsanlæg ved Dounreay på nordkysten af Skotland. Den eksperimentelle hurtigreaktor er allerede lukket, og i 1998 har man af økonomiske grunde og vel også p.g.a. utilfredsstillende sikkerhedskultur opgivet at videreføre oparbejdningens virksomhed, der ellers var tænkt fortsat til oparbejdning af brugt brændsel fra forskningsre-

aktorer. Et specielt og meget kostbart problem i Dounreay er, at man har fundet det ønskeligt at gennemføre en total oprensning af affald deponeret gennem mange år i en skakt ned i klipperne.

9.5 Deponering af lav-, mellem- og højaktivt affald

Det radioaktive affald er bl.a. karakteristisk ved, at der kun er meget lidt af det. Som volumen betragtet er mængderne helt forsvindende sammenlignet med konventionelt affald i industrialiserede samfund.

Langt det meste radioaktive affald er lav- eller mellemaktivt, d.v.s. består af materialer eller genstande, der er forurenet med små eller meget små mængder radioaktive isotoper. Kun i højaktivt affald - i kernekraftproducerende lande typisk ca. 1% af den samlede mængde - udgør radioaktive isotoper en væsentlig del af affaldets vægt. Den meget høje koncentration af potentielt skadelige stoffer i et lille rumfang forklarer, hvorfor højaktivt affald er i en fareklasse for sig, men det lille rumfang gør det samtidig økonomisk og teknisk muligt at bruge avancerede metoder ved bortskaffelsen. Praktisk bortskaffelse af højaktivt affald er imidlertid stadig ikke gennemført noget steds i verden.

Deponering i dybe geologiske lag er fortsat den foretrukne bortskaffelsesmetode. Tekniske og sikkerhedsmæssige aspekter af sådanne slutlagre studeres i en række underjordiske laboratorier rundt omkring i verden. Af disse kan f.eks. det amerikanske anlæg i Yucca Mountains i Nevada anses som en forberedelse til et egentligt depot for USA's brugte kraftreaktorbrændsel. Det kan, om alt går vel, måske være i brug i 2010. Andet steds - f.eks. ved Äspö laboratoriet i Sverige - lægger man vægt på, at der kun er tale om eksperimenter, og at selve anlægget skal ligge andetsteds.

Gennemførelse af valg af plads for slutlagre for højaktivt eller blot langlivet mellemaktivt affald har vist sig at være en lang og vanskelig proces, der mere handler om politik og psykologi end om teknisk/økonomiske og sikkerhedsmæssige overvejelser. I Europa falder pladsvalg og depotudformning, som naturligt er, ind under EU's regler for miljøkonsekvensvurdering af store tekniske anlæg. Der lægges megen vægt på belysning af alternative muligheder, og på lokalbefolkningens medvirken ved beslutningerne. Hvordan det gøres i praksis varierer fra land til land, men Sverige, Finland og Frankrig befinder sig på forskellige stadier i processen.

I Frankrig er det et politisk krav også at undersøge muligheden for transmuttering (d.v.s. omdannelse af langlivede isotoper i affaldet til mere kortlivede ved bestråling i reaktorer eller særlige acceleratoranlæg). På det seneste er der også sat spørgsmålstejn ved fransk forkærlighed for oparbejdning og stillet krav om at undersøge mulighederne for meget lang tids oplagring af brugt brændsel på eller nær jordoverfladen.

I Tyskland bliver undersøgelserne i salthorsten Gorleben fortsat forsinket. I England blev hele processen sat tilbage ved forkastelsen i 1997 af det foreslåede anlæg nær Sellafield til geologisk deponering af langlivet, mellemaktivt affald. I USA er WIPP (Waste Isolation Pilot Plant) anlægget i Texas færdig og godkendt. Det er beregnet til langlivet affald af militær oprindelse og skulle have været taget i brug i 1998, men det er udsat på grund af juridisk strid om, hvorvidt noget af affaldet er af blandet type (mixed waste), d.v.s. også falder ind under lovgivning vedrørende kemisk skadelige affaldsstoffer, eller ikke er af militær oprindelse. I Canada har man efter en omfattende udredning valgt at udskyde pladsvalg for et depot. I Japan har man i 1998 oprettet JNC (Japan Nuclear Cycle Development Institute), der bl.a. skal tage sig af forberedelserne til et japansk slutlager.

Deponering af lavaktivt affald udføres rutinemæssigt i mange lande. En almen tendens er, at mængden af lavaktivt affald fra reaktordrift m.m. er aftagende, så kapaciteten af de eksisterende depoter forslår meget længere end forventet. Det gælder f.eks. l'Aube depotet i Frankrig. Tyskland går ind for geologisk deponering også af lavaktivt affald, men her er Morsleben-saltminen, det sidste depot, der var i drift, for nylig blevet lukket, så tyskerne er nu også henvist til mellemlagring af lavaktivt affald. Sverige og Finland har velfungerende lagre i klippeformationer under eller nær Østersøen. Norge har i 1998 taget sit slutdepot for lavaktivt affald i brug. Det er et lille anlæg beliggende i klipperne i Himdalen øst for Oslo.

APPENDIKS A: INES, den internationale skala for uheld på nukleare anlæg

På foranledning af blandt andet det Internationale Atomenergi Agentur (IAEA) i Wien blev der i 1990 vedtaget en international "Uheldsskala" for uheld på nukleare anlæg som f.eks. kernekraftværker, forskningsreaktorer, nukleare brændselsfabrikker og andre anlæg, hvor der kan opstå uheld, der involverer betydelige mængder radioaktivitet eller kraftige strålingsdoser. Alle "uheld" på sådanne anlæg opdeles i klasser, der dækker fra klasse 0 til 7. Hændelser, der ikke har haft nogen egentlig sikkerhedsmæssig betydning, rubriceres i klasse 0; meget alvorlige uheld med udslip af store mængder radioaktivitet hører derimod til klasse 7. Havariet på Tjernobyl 4 i 1986 er det eneste uheld i klasse 7.

Alle betydende lande har tilsluttet sig denne opdeling i klasser, som kaldes "The International Nuclear Event Scale" eller blot INES. Der findes en omfattende beskrivelse af, hvorledes hændelser eller uheld på nukleare anlæg skal indplaceres på skalaen. Sædvanligvis sker der det, at man på det anlæg, hvor hændelsen er sket, til IAEA i Wien indsender en beskrivelse af det skete samt en angivelse af en foreløbig klasse. Sikkerhedsmyndighederne i det pågældende land kan efterfølgende ændre på klassificeringen, hvis man finder en anden klasse mere korrekt. Der sker jævnligt sådanne justeringer både i opad- og i nedadgående retning. Fra IAEA sendes der snarest oplysning om indberetningerne til alle nukleare sikkerhedsmyndigheder over hele verden. Disse kan så vurdere, om der kan ske tilsvarende hændelser i deres lande, så der bør tages modforholdsregler.

I sammenfattende form dækker de enkelte klasser følgende:

- Klasse 7 [Katastrofe]: Her skal der være sket et udslip omfattende en stor del af en reaktorkernes indhold af radioaktivitet resulterende i en udbredt forurening, der kan give senere helseskader i form af kræft. Desuden dækker klassen udslip med risiko for så store strålingsdoser til mennesker, at strålings-syge kan forekomme. Tjernobyl-havariet i 1986 hører til i klasse 7.
- Klasse 6 [Alvorligt uheld eller ulykke] : Her skal der være sket et mellemstort udslip af radioaktivitet fra en skadet reaktorkerne. Hvis beredskabsforanstaltninger har været indført i tide, har man formentlig kunnet undgå, at et klasse 6 uheld resulterer i strålingssyge i omegnen. Alvorlige nukleare uheld i klasse 6 er aldrig indtruffet.
- Klasse 5 [Uheld eller ulykke med risiko for omgivelserne]: Klassen dækker bl.a. uheld med udslip af mere begrænsede mængder radioaktivitet, der dog nødvendiggør gennemførelse af dele af en beredskabsplan - f.eks. "Gå inden døre" - og efterfølgende begrænsninger for landbrugsproduktionen. Windscale-branden i 1957 er et eksempel på et klasse 5 uheld. Havariet af reaktor 2 på Tremileøen i Pennsylvania i 1979 er også et eksempel på klasse 5. Her blev der frigivet betydelige mængder radioaktivitet inde i den lufttætte bygning om reaktoren. Der var således en vis risiko for, at betydelige mængder radioaktivitet kunne være sluppet ud.

- Klasse 4 [Uheld med skader, der overvejende berører selve anlægget]: Typisk kan et klasse 4 uheld vedrøre en væsentlig beskadigelse af reaktorkernen. På værket kan en lille del af personalet udsættes for livstruende strålingsdoser. Evt. kan et klasse 4 uheld resultere i lokale begrænsninger for landbrugsproduktionen. I 1980 skete der ved Saint Laurent i Frankrig et klasse 4 uheld med mindre skader på en reaktorkerne
- Klasse 3 [Alvorlig hændelse]: Mange forskellige slags hændelser kan rubriceres i klasse 3. Et eksempel kan være udslip til omgivelserne af små mængder radioaktivitet, der kan give strålingsdoser som dem, der fås ved en flyrejse mellem USA og Europa. Der kan også være tale om svigt af et sikkerhedssystem, som kunne have ført til en alvorlig situation, hvis der også samtidigt var forekommet andre fejl. Klasse 3 omfatter også ulykker med strålingskilder, hvor personer har fået kraftige strålingsdoser. I de senere år er det især ulykker med strålingskilder, der har domineret statistikken. I 1997 skete der således tre steder i verden uheld med kraftige bestrålinger fra strålingskilder.
- Klasse 2 [Hændelse]: Under klasse 2 rubriceres tekniske fejl og forstyrrelser, der ikke direkte har påvirket et anlægs sikkerhed, men som peger på, at udstyr eller rutiner skal ændres, hvis det krævede sikkerhedsniveau skal opretholdes. Som en eksempel på en klasse 2 hændelse fra 1998 kan nævnes anvendelsen af en forkert tegning, da man på det britiske kernekraftværk Sizewell 2 skulle afhjælpe nogle mangler i et styresystem. Fejlen betød ikke direkte noget for sikkerheden, men den afslørede en mangel i den administrative kontrol.
- Klasse 1 [Anomali]: Herunder rubriceres hændelser, som ikke udgør nogen sikkerhedsmæssig risiko, men som peger på mangler eller menneskelige fejl, som skal rettes.
- Klasse 0: Det drejer sig om hændelser, der ikke har haft nogen sikkerhedsmæssig betydning - og ikke ville kunne have fået det, fordi alt sikkerhedsudstyr fungerede korrekt. Alligevel rapporteres mange sådanne hændelser. Det kan f.eks. være hændelser, der har været vidt omtalt i nyhedsmedierne, og som der derfor er behov for at give en nærmere teknisk gennemgang af. Som et eksempel fra 1998 kan nævnes, at man i juni 1998 flere steder i det sydlige Europa kunne detektere cæsium-137 i luften. Niveauerne var mere end 10000 gange under de niveauer, man kunne have haft i årevis uden at overskride nogen tilladelig grænse. Men historien havde mediernes interesse - selv i Danmark. Det viste sig, at et stålværk i det sydlige Spanien havde smeltet en cæsium-137 kilde sammen med noget jernskrot - og cæsium-137 var gået op gennem skorstenen som damp og havde spredt sig ud over Middelhavet og senere var nået op til bl.a. Frankrig og Tyskland.

APPENDIKS B: Anvendte forkortelser

ABB	ASEA Brown Boveri, svensk-svejsisk reaktorproducent
ABWR	Advanced Boiling Water Reactor, General Electric's avancerede kogendevandsreaktor
AECL	Atomic Energy of Canada Ltd, det statslige, canadiske selskab for kerneenergiudvikling
AGR	Advanced Gas-cooled Reactor, den engelske, avancerede gaskølede reaktor
AP-600	Westinghouse's avancerede trykvandsreaktor
AVLIS	Atomic Vapor Laser Isotope Separation, laser berigning
BE	British Energy, det engelske el-selskab, der ejer de fleste engelske kernekraftværker
BGH	Bundesgerichtshof, højesteret i en tysk delstat
BN	Russisk version af hurtigreaktoren
BNFL	British Nuclear Fuel Ltd., britisk, statsligt kernebrændselsfirma
BRS	Beredskabsstyrelsen
BVG	Bundesverwaltungsgericht
BWR	Boiling Water Reactor, kogendevandsreaktor
CAMECO	Canadisk mineselskab
CANDU	Canadian Deutrium Uranium, den canadiske tungtvandsreaktor af trykrørstypen
CBS	Colombia Broadcasting System
CDU	Christlich-Demokratische Union, tysk politisk parti
CEA	Commissariat a l'Énergie Atomique, den statslige, franske forskningsorganisation for kerneenergi
CEN	Centre d'étude de l'Energie Nuclaire, belgisk center for kerneenergi-forskning
CEZ	Det tjekkiske el-selskab
CLAB	Central mellanlager för använt kärnbränsle, svensk lager for udbrændt brændsel
CNNC	China National Nuclear Corporation, kinesisk kernekraftfirma
COGEMA	Compagnie Generale des Matieres Nucleaires, statsligt fransk firma for nukleare materialer
CO ₂	Kuldioxid
DM	Deutchmark, den tyske mark
DoE	Department of Energy, det amerikanske energiministerium
DQE	Duquesne Energy, amerikansk el-selskab
DSIN	Direction de la Sûreté des Installations Nucléaires, den franske reaktorsikkerhedsmyndighed
DTU	Danmarks tekniske Universitet
D ₂ O	Tungt vand
EBRD	European Bank for Reconstruction and Development, den europæiske udviklingsbank for Central- og Østeuropa
EdF	Electricité de France, det statslige franske el-selskab
ENUSA	Empresa Nacional del Uranio SA, spansk reaktorbrændselsfirma

EPR	European Pressurized Reactor, trykvandsreaktor under udvikling i et samarbejde mellem Framatome og Siemens
EU	Den europæiske union
FBR	Fast Breeder Reactor, hurtig formeringsreaktor
GDP	Gas Diffusion Plant, gasdiffusionsberigningsanlæg
GT-MHR	Gas Turbine – Modular Helium Reactor, højtemperatur, heli- umkølet reaktor
GW	Gigawatt. 1 GW = 1000 MW
GWe	Gigawatt elektrisk
G-7	USA, Japan, Tyskland, Frankrig, UK, Italien, Canada og Rusland
HADES	High Activity Disposal Experimental Site, belgisk, underjor- disk forsøgsanlæg for deponering af højaktivt affald
He	Helium
HEP	Hrvatska Elektroprivreda, det kroatiske el-selskab
HEU	Highly Enriched Uranium, højt beriget uran, ca. 90% ²³⁵ U
IAEA	International Atomic Energy Agency, FN's kerneenergiorgani- sation
IMF	International Monetary Fund
INES	International Nuclear Event Scale, international skala for kerneenergiuheld
IP	Illinois Power, amerikansk el-selskab
IVO	Imatra Voima Oy, finsk el-selskab
JAERI	Japan Atomic Energy Research Institute, japansk institut for kerneenergiforskning
JNC	Japan Nuclear Cycle Development Institute, afløser for PNC
KEDO	Korean peninsula Energy Development Organisation, interna- tional organisation, der skal opføre to trykvandsreaktoranlæg i Nordkorea
KSNP	Korean Standard Nuclear Power Plant, koreansk version af trykvandsreaktoren
kV	kilovolt
kWe	kilowatt elektrisk
kWh	kilowatt-time
KWU	Kernkraftunion, Siemens datterselskab
lb.	Engelsk pund, lig 0,454 kg
LEU	Low Enriched Uranium, lavt beriget uran, 2-5% ²³⁵ U
ME	Magnox Electric, britisk, statsligt el-selskab
MINATOM	Det russiske kerneenergiministerium
MK	Morrison Knudsen Corp., amerikansk ingeniørfirma
MKER	Ny, russisk udgave af RBMK-typen
MoU	Memorandum of Understanding, hensigtserklæring
MOX	Mixed OXide fuel, reaktorbrændsel fremstillet af en blanding af plutonium- og urandioxid.
MTO	Samspil mellem Menneske, Teknik og Organisation
MW	Megawatt. 1MW = 1000 kW
MWe	Megawatt elektrisk
MWt	Megawatt termisk
NEA	Nuclear Energy Agency, OECD's kerneenergiorganisation
NEK	Nuklearne Elektrarne Krsko, slovensk el-selskab
NEK	Natsionalna Electricheska Kompania, det bulgarske el-selskab
NRC	Nuclear Regulatory Commission, USA's reaktorsikker- hedsmyndighed

NSA	Nuclear Safety Account, fond under EBRD, der støtter sikkerhedsforbedringer i østreaktorer
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
OVG	Obervwaltungsgericht, tysk overforvaltningsdomstol
PECO	Philadelphia Electric Co, amerikansk el-selskab
PNC	Power reactor and nuclear fuel development corporation, statslig, japansk kerneenergiforskningsorganisation
PRACLAY	PReliminAry demonstration test for CLAY disposal of high radioactive waste, belgisk forsøg med deponering af højaktivt affald i lerformationer
PWR	Pressurized Water Reactor, trykvandsreaktor
RBMK	Reaktor-stor-effekt-kanaltype, russisk reaktor med grafit moderator og kogendevandskøling (Tjernobyl-typen)
RENEL	Det rumænske el-selskab
RP	Den tyske delstat Rheinland-Pfalz
RWE	Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk, tysk el-selskab
SCK	Studiecentrum voor Kernenergie, belgisk center for kerneenergi-forskning
SILVA	Fransk laserberigningsprojekt
SILEX	Separation of Isotopes by Laser EXitation, australsk forsøg med laserberigning
SKI	Statens kärnkraftinspektion, den svenske reaktorsikkerhedsmyndighed
SNG	Statssamfundet af uafhængige stater, rammeorganisation for de fleste af de stater, der tidligere udgjorde Sovjetunionen
SPD	Sozialdemokratische Partei Deutschlands, tysk politisk parti
SPDS	Safety Parameter Display System, system til hurtig detektering af driftsforstyrrelser
STUK	Säteilyturvakeskus, den finske reaktorsikkerhedsmyndighed
SWR	Simplified Water Reactor, Siemens udgave af kogendevandsreaktoren
SWU	Separative Work Unit, enhed for separativt arbejde ved berigning
TENEX	Russisk berigningsfirma
TG	Technische Genehmigung, teknisk godkendelse
TVO	Teollisuuden Voima Oy, finsk el-selskab
TWh	Terawatt-time. 1 TWh = 1 milliard kWh
U	Uran
USEC	United States Enrichment Corporation, amerikansk berigningsfirma
VG	Verwaltungsgericht, tysk forvaltningsdomstol
VVER	Vand vand energi reaktor, russisk udgave af trykvandsreaktoren
WIPP	Waste Isolation Pilot Plant, amerikansk, geologisk lager for militært, langlivet radioaktivt affald
²³⁵ U	Uran-235, spaltelig uranisotop

Title and authors

International Nuclear Power Status 1998 (in Danish)

Edited by C.F. Højerup, and P.L. Ølgaard

ISBN	ISSN
87-550-2480-7	0106-2840
87-550-2481-5 (Internet)	1395-5101

Department or group	Date
Nuclear Safety Research and Facilities	March 1999

Groups own reg. number(s)	Project/contract No(s)
---------------------------	------------------------

Pages	Tables	Illustrations	References
82		17	

Abstract (Max. 2000 characters)

This report is the fifth in a series of annual reports on the international development of nuclear power with special emphasis on reactor safety.

For 1998, the report contains:

- General trends in the development of nuclear power
- A review of nuclear power economics
- Statistical information on nuclear power production (in 1997)
- An overview of safety-relevant incidents in 1998
- The development in Sweden
- The development in Eastern Europe
- The development in the rest of the world
- The trends in the development of reactor types
- The trends in the development of the nuclear fuel cycle

Descriptors INIS/EDB

AFRICA; ASIA; AUSTRALIA; BWR TYPE REACTORS; EASTERN EUROPE; ECONOMICS; FAST REACTORS; FUEL CYCLE; GAS COOLED REACTORS; HEAVY WATER MODERATED REACTORS; NORTH AMERICA; NUCLEAR POWER PLANTS; PWR TYPE REACTORS; REACTOR SAFETY; REVIEWS; SOUTH AMERICA; SWEDEN; WESTERN EUROPE

Available on request from Information Service Department, Risø National Laboratory, (Afdelingen for Informationsservice, Forskningscenter Risø), P.O.Box 49, DK-4000 Roskilde, Denmark. Telephone +45 46 77 40 04, Telefax +45 46 77 40 13